

В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА
В СИСТЕМЕ МАЙЕРА**



В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов

**Проектирование
гидравлического разрыва пласта
в системе Майера**

Москва
ОАО «ВНИИОЭНГ»
2008

УДК 622.276.1/4/001.57:621.3

ББК 33.361

С 12

Рецензенты: д-р техн. наук **Н.А. Хисамутдинов** (НПО «Нефтегазтехнология»);

д-р техн. наук, проф., акад. РАЕН **Л.Е. Кнеллер** (ВНИИГИС).

Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 156 с.

ISBN 978-5-88595-155-5

Книга предназначена для специалистов, занимающихся проектированием и оценкой технологического эффекта гидравлического разрыва пласта. Она обобщает опыт работы с программой Майера в Отделе развития информационных технологий и моделирования пластовых систем ТатНИПИнефти. В книге содержится изложение недокументированных возможностей программы, а также приемов работы, позволяющих расширить возможности программы. Рассмотрены также вопросы комплексирования работы программы Майера с другими программами, такими, как Excel, Far.

Кроме того, рассмотрены методы определения исходных параметров для проектирования процесса.

Данная книга окажется полезной студентам, аспирантам и преподавателям нефтяных вузов по профилю специальности 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Табл. 6, ил. 66, библиогр. 44 назв.

ISBN 978-5-88595-155-5

С $\frac{2503010400 - 5623}{2008}$ без объявления

© Салимов В.Г., Насыбуллин А.В.,
Салимов О.В., 2008
© ОАО "ВНИИОЭНГ", 2008

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ	6
2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОДУЛЯ ЮНГА И КОЭФФИЦИЕНТА ПУАССОНА	11
2.1. Лабораторные методы.....	11
2.2. Геофизические методы	14
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ РАЗРЫВУ ПЛАСТА.....	21
3.1. Оборудование	21
3.2. Методика измерений.....	23
3.2.1. Бразильский метод определения трещиностойкости.....	23
3.2.2. Испытание на трехточечный изгиб.....	35
4. ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ.....	37
4.1. Реологические исследования жидкостей для ГРП	37
4.2. Исследование жидкостей для ГРП на деструкцию	41
4.3. Испытания скорости осаждения проппанта	41
4.4. Методы определения коэффициента фильтрации геля	43
4.4.1. Оборудование	43
4.4.2. Методика испытания.....	46
5. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОДЫ ВДАВЛИВАНИЮ	50
5.1. Аппаратура.....	50
5.2. Методика измерений.....	51
6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ПОРОДЫ	56
6.1. Аппаратура.....	56
6.2. Методика измерений.....	57
6.3. Геофизические методы	60
7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГРП	61
7.1. Методы повышения проводимости трещины в продуктивной зоне	61
7.2. Переход от устьевому графика закачки к забойному	65
7.3. Переход от забойного графика закачки к устьевому	66
7.4. Советы и замечания по проектированию.....	74
7.5. Замечания по минифраку.....	79

7.6. Замечания по выставлению опций программы	80
7.7. Глюки и баги.....	84
7.8. Моделирование резких изменений параметров процесса	86
7.9. Импорт и экспорт графиков закачки программы Майера	87
7.10. Признаки «СТОПа» в проекте.....	88
7.11. Определение коэффициента сжимаемости	88
8. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ	95
8.1. Обмен информацией между программами	95
8.2. Сопоставление фактических параметров процесса с проектными.....	96
8.3. Нахождение необходимого расхода для развития трещины.....	99
8.4. Определение потерь давления в призабойной зоне	101
8.5. Влияние соседних пластов	104
8.6. Дополнительные замечания по работе с программой Майера.....	113
8.7. Анализ давления в процессе гидравлического разрыва.....	115
8.8. Определение параметров по кривой спада давления.....	124
9. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА	133
9.1. Палетка МакГуайра и Сикоры	133
9.2. Программа Mprod.....	136
9.3. Замечания по работе с программой Mprod	142
9.4. Таблица Excel	143
10. ЭКОНОМИКА ПРОЦЕССА.....	147
10.1. Пояснения экономических величин	147
10.2. Замечания к программе MNpv	150
ЛИТЕРАТУРА	151

ВВЕДЕНИЕ

Данная книга предназначена для специалистов, занимающихся проектированием и оценкой технологического эффекта гидравлического разрыва пласта (ГРП). Она обобщает опыт работы с программой Майера в Отделе развития информационных технологий и моделирования пластовых систем ТатНИПИнефти. В процессе работы было изучено и раскрыто многое из того, что относится к области «ноу-хау» зарубежных компаний и не публикуется в инструкциях и печатных изданиях. Необходимость такого издания вызвана также отсутствием современных отечественных руководств по гидравлическому разрыву пласта, а известные зарубежные издания труднодоступны.

Авторы не ставили целью изложить тот материал, который имеется в фирменном руководстве к программе. Монография является дополнением к фирменному руководству и должна использоваться вместе с ним. В книге содержится изложение недокументированных возможностей программы, а также приемов работы, позволяющих расширить возможности программы. Рассмотрены также вопросы комплексирования работы программы Майера с другими программами, такими, как Excel, Far.

Кроме того, рассмотрены методы определения исходных параметров для проектирования процесса. Некоторые из методов не освещены в отечественной литературе и представляют самостоятельный интерес.

Значительная часть рекомендаций и замечаний по работе с программой Майера возникла в результате анализа вопросов, поступивших из Лениногорского участка ГРП, другая часть – в ходе собственных исследований авторов. Думается, что эта часть работы окажется полезной не только новичкам, но и достаточно опытным проектировщикам процесса ГРП.

Данная книга окажется также полезной студентам, аспирантам и преподавателям нефтяных вузов по профилю специальности 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

1. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

Программа Майер версии 1997 г. может работать только в среде операционной системы (ОС) Windows 98. В настоящее время все компьютеры (за очень редким исключением) оснащены операционной системой Windows XP, которая более устойчива к сбоям, имеет расширенные возможности и вообще удобнее в эксплуатации. В связи с этим возникает проблема запуска программы Майер на компьютерах с Windows XP. Существуют два пути решения данной проблемы:

- 1) организация множественной загрузки компьютера;
- 2) установка виртуальной машины с Windows 98.

Первый путь можно реализовать, если компьютер имеет не более 512 Мбайт оперативной памяти и жесткий диск с файловой системой FAT32, разбитый на два раздела. Каждая операционная система устанавливается при этом в свой раздел. Очередность установки снизу вверх, т. е. сначала устанавливается Windows 98, а затем Windows XP. Если же на компьютере уже стоит система Windows XP, то она не даст возможности поставить 98. В этом случае надо заходить загрузочной дискетой Windows 98 (ее легко получить с другого компьютера с уже установленной ОС) и поставить операционную систему в свободный раздел диска. При такой установке Windows 98 затирает загрузочный сектор WinXP, что не позволяет загружать Windows XP или любую систему по выбору. Чтобы восстановить загрузчик, надо зайти загрузочной дискетой ДОСа и выполнить программу BootPart (когда-то ее можно было спокойно скачать в Интернете), с ключами: `bootpart.exe winnt boot:c:.` Затем выполняем: `bootpart.exe 2 c:\bootsect.dos "Windows 98"`. Эта команда создает загрузочный файл `c:\bootsect.dos` для раздела 2 и помещает название "Windows 98" в `boot.ini`.

После этого появляется возможность спокойно работать с двумя операционными системами на одном компьютере, загружая попеременно одну из них по желанию. Неудобства при такой работе: приходится постоянно перезагружаться, невозможно пользоваться буфером обмена, чтобы использовать результаты программы Майера в других программах, вставленные в документы графики и т. д. невозможно оперативно подправить.

Второй путь более предпочтителен и является единственно возможным на машинах с большим объемом оперативной памяти

(более 512 Мбайт) и файловой системой NTFS. Фирмой «Майкрософт» выпущены две версии виртуальной машины Virtual PC – 2004 и 2007 гг. Обе доступны для свободного скачивания в Интернете. Виртуальная машина позволяет пользователю запустить на компьютере одновременно несколько операционных систем. Одна из них является системой-хозяином, например Windows XP, другие – гостевыми, которые устанавливаются на виртуальной машине и работают каждая в своем окне (рис. 1.1).



Рис. 1.1. Вид экрана с несколькими запущенными операционными системами

Работа с виртуальными машинами очень удобна, особенно на компьютерах с двумя мониторами. При этом на одном из них отображается система 98, а на другом – XP. Однако и здесь есть свои нюансы.

Первая особенность – ошибка обращения к странице памяти при попытке запуска программ Майера в виртуальной машине. Эта ошибка возникает в командах вида:

$$\begin{aligned} & \text{MOV REG,ES:[BX]][SM], \\ & \text{ADD REG,ES:[BX]][SM], \end{aligned} \quad (1.1)$$

где REG – регистр общего назначения; [BX]+[SM] – смещение относительно сегмента памяти, заданного регистром ES.

Рассмотрим способ исправления ситуации на примере программы MView20.exe.

Команды данного вида встречаются в 2 вариантах сигнатур в пределах физических адресов файла MView20.exe:

1-й вариант (рис. 1.2): 1F025-1F051, 7B145-7B171,

2-й вариант (рис. 1.3): 1F0FA-1F160, 7B21A-7B280.

0001F025: 268A4705	mov	al,es:[bx][000005]
0001F029: 8BC8	mov	cx,ax
0001F02B: 240F	and	al,00F
0001F02D: 3C0F	cmp	al,00F
0001F02F: 7408	je	00001F039
0001F031: 80E10E	and	cl,00E
0001F034: 80F90E	cmp	cl,00E
0001F037: 755B	jne	00001F094
0001F039: 268A4702	mov	al,es:[bx][000002]
0001F03D: 98	cbw	
0001F03E: 268A6F03	mov	ch,es:[bx][000003]
0001F042: 2AC9	sub	cl,cl
0001F044: 03C8	add	cx,ax
0001F046: 894EF2	mov	[bp][-000E],cx
0001F049: 268B4706	mov	ax,es:[bx][000006]
0001F04D: 8BD0	mov	dx,ax
0001F04F: 2BC9	sub	cx,cx
0001F051: 26030F	add	cx,es:[bx]

Рис. 1.2. Дамп памяти 1F025-1F051 исходного файла MView20.exe

0001F0FA: EB25	jmps	00001F121
0001F0FC: 8B5EFA	mov	bx,[bp][-0006]
0001F0FF: 268A4705	mov	al,es:[bx][000005]
0001F103: 241F	and	al,01F
0001F105: 3C03	cmp	al,003
0001F107: 7438	je	00001F141
0001F109: 268A4705	mov	al,es:[bx][000005]
0001F10D: 241F	and	al,01F
0001F10F: 3C09	cmp	al,009
0001F111: 742E	je	00001F141
0001F113: 268A4705	mov	al,es:[bx][000005]
0001F117: 241F	and	al,01F
0001F119: 3C0B	cmp	al,00B
0001F11B: 7424	je	00001F141
0001F11D: 8346EA08	add	w,[bp][-0016],008
0001F121: 8B46F4	mov	ax,[bp][-000C]
0001F124: 3946EA	cmp	[bp][-0016],ax
0001F127: 7318	jae	00001F141
0001F129: 8B5EEA	mov	bx,[bp][-0016]
0001F12C: 8B4EF2	mov	cx,[bp][-000E]
0001F12F: 8EC1	mov	es,cx
0001F131: 895EFA	mov	[bp][-0006],bx
0001F134: 8C46FC	mov	[bp][-0004],es
0001F137: 268A4705	mov	al,es:[bx][000005]
0001F13B: 241F	and	al,01F
0001F13D: FEC8	dec	al
0001F13F: 75BB	jne	00001F0FC
0001F141: C45EFA	les	bx,[bp][-0006]
0001F144: 268A6707	mov	ah,es:[bx][000007]
0001F148: 268A4F04	mov	cl,es:[bx][000004]
0001F14C: 8AEC	mov	ch,ah
0001F14E: 268B4702	mov	ax,es:[bx][000002]
0001F152: 8BF1	mov	si,cx
0001F154: 8BC8	mov	cx,ax
0001F156: 894EEE	mov	[bp][-0012],cx
0001F159: 8976F0	mov	[bp][-0010],si
0001F15C: 268A07	mov	al,es:[bx]

Рис. 1.3. Дамп памяти 1F0FA-1F160 исходного файла MView20.exe

С помощью отладчика определяем значения в ячейках памяти адреса ES:[BX][SM]. Значение [BX]+[SM] не превышает 32 байт. В результате выявляем дамп памяти размером 32 байта:

```
ES:0000  00 00 28 00  EE 00 8B 00  00 00 9B 00  00 00 00 00
ES:0010  00 00 00 00  04 0C 00 00  80 04 00 00  00 00 00 00
```

Обойти ошибку обращения к памяти можно с помощью прямой записи константы, равной значению ячейки памяти, в регистр, т. е. заменить команды вида (1.1) на команду вида

MOV REG,ES:CONST , (1.2)

где CONST – шестнадцатеричное число размером 1, 2 или 4 байта.

В результате произведённых замен получаем 2 дампа (рис. 1.4, 1.5) изменённого кода, которыми необходимо заместить дампы (см. рис. 1.2, 1.3) исходного exe-файла. Те же самые действия делаем по адресам 7B145-7B171, 7B21A-7B280.

В результате получаем работоспособный файл MView20.exe.

Таким же образом видеоизменяем остальные программы Mfrac320, MNprv33, Wmin и др.

0001F025:	B0EE	mov	al,0EE ;"ю"
0001F027:	90	nop	
0001F028:	90	nop	
0001F029:	8BC8	mov	cx,ax
0001F02B:	240F	and	al,00F
0001F02D:	3C0F	cmp	al,00F
0001F02F:	7408	je	00001F039 ----
0001F031:	80E10E	and	cl,00E
0001F034:	80F90E	cmp	cl,00E
0001F037:	751C	jne	00001F055 ----
0001F039:	B028	mov	al,028 ;"<"
0001F03B:	90	nop	
0001F03C:	90	nop	
0001F03D:	98	cbw	
0001F03E:	B500	mov	ch,000
0001F040:	90	nop	
0001F041:	90	nop	
0001F042:	2AC9	sub	cl,cl
0001F044:	03C8	add	cx,ax
0001F046:	894EF2	mov	[bp] [-000E1,cx
0001F049:	B804C0	mov	ax,0C004
0001F04C:	90	nop	
0001F04D:	8BD0	mov	dx,ax
0001F04F:	2BC9	sub	cx,cx
0001F051:	B90F48	mov	cx,0480F

Рис. 1.4. Дамп памяти 1F025-1F051 изменённого файла MView20.exe

Вторая особенность – после включения компьютера или после перезагрузки основной операционной системы программа Майера выдает сообщение «Ключ не найден» и не запускается. Для исправления ситуации следует переустановить в диспетчере устройств после включения или перезагрузки основной ОС параметры параллельного порта. Этих параметров три: «По возможно-

сти не использовать прерывание», «Использовать все прерывания, назначенные порту», «Не использовать никаких прерываний». Программа Майера работает при любой установке этих параметров, важно только пощелкать на них и нажать «ОК». После этого перезагрузить (или запустить, если не запущена) гостевую ОС. Тогда программа Майера запускается и работает без замечаний.

0001F163:	90	nop	
0001F0FA:	3B1C	jmps	00001F118 -----
0001F0FC:	8B5EFA	mov	bx,[bp][-0006]
0001F0FF:	E85000	call	00001F152 -----
0001F102:	3C03	cmp	al,003
0001F104:	742F	je	00001F135 -----
0001F106:	E84900	call	00001F152 -----
0001F109:	3C09	cmp	al,009
0001F10B:	7428	je	00001F135 -----
0001F10D:	E84200	call	00001F152 -----
0001F110:	3C0B	cmp	al,00B
0001F112:	7421	je	00001F135 -----
0001F114:	8346EA08	add	w,[bp][-0016],008
0001F118:	8B46F4	mov	ax,[bp][-000C]
0001F11B:	3946EA	cmp	[bp][-0016],ax
0001F11E:	7315	jae	00001F135 -----
0001F120:	8B5EEA	mov	bx,[bp][-0016]
0001F123:	8B4EF2	mov	cx,[bp][-000E]
0001F126:	8EC1	mov	es,cx
0001F128:	895EFA	mov	[bp][-0006],bx
0001F12B:	8C46FC	mov	[bp][-0004],es
0001F12E:	E82100	call	00001F152 -----
0001F131:	FEC8	dec	al
0001F133:	75C7	jne	00001F0FC -----
0001F135:	C45EFA	les	bx,[bp][-0006]
0001F138:	B4C0	mov	ah,0C0 ;"L"
0001F13A:	B100	mov	cl,000
0001F13C:	8AEC	mov	ch,ah
0001F13E:	B8A4D7	mov	ax,0D7A4 ;" д"
0001F141:	8BF1	mov	si,cx
0001F143:	8BC8	mov	cx,ax
0001F145:	894EEE	mov	[bp][-0012],cx
0001F148:	8976F0	mov	[bp][-0010],si
0001F14B:	B069	mov	al,069 ;"i"
0001F14D:	98	cbw	
0001F14E:	B620	mov	dh,020 ;" "
0001F150:	EB12	jmps	00001F164 -----
0001F152:	80EB08	sub	b1,008
0001F155:	B09B	mov	al,09B ;"W"
0001F157:	2AC3	sub	al,b1
0001F159:	241F	and	al,01F
0001F15B:	C3	retn	
0001F15C:	90	nop	
0001F15D:	90	nop	
0001F15E:	90	nop	
0001F15F:	90	nop	
0001F160:	90	nop	
0001F161:	90	nop	
0001F162:	90	nop	

Рис. 1.5. Дамп памяти 1F0FA-1F160 изменённого файла MView20.exe

Третья особенность – общие папки между виртуальной и реальной машиной должны иметь только английские имена. Иначе выдается сообщение: «Файл не найден. Папка возможно перемещена или удалена» и доступ к папке не осуществляется.

2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОДУЛЯ ЮНГА И КОЭФФИЦИЕНТА ПУАССОНА

2.1. Лабораторные методы

Способы определения модулей и коэффициентов упругости подразделяются на статические и динамические.

При статических способах с помощью механических, оптико-механических, электромеханических и других тензометров оцениваются линейные перемещения или деформации при заданных напряжениях сжатия, реже растяжения, изгиба или кручения, по которым рассчитывают модули и коэффициенты упругости.

В динамических способах в образцах пород возбуждаются ультразвуковые колебания и регистрируются скорости продольных и поперечных волн. По этим скоростям и плотности породы можно рассчитать основные модули и коэффициенты упругости. Динамические способы получают все большее распространение вследствие их простоты и надежности серийной аппаратуры.

Скорости распространения продольных V_p и поперечных V_s акустических волн связаны с модулем Юнга E и коэффициентом Пуассона ν следующими формулами теории упругости:

$$\nu = \frac{0,5 \left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 1}{\left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 1}; \quad (2.1)$$

$$E = V_p^2 \rho_n \frac{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}{1 - \nu} = 2V_s^2 \rho_n (1 + \nu),$$

где ρ_n – плотность породы пласта.

Модуль всестороннего сжатия K подсчитывается по формуле

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)}. \quad (2.2)$$

Чем меньше величина K , тем большей сжимаемостью обладает порода.

Модуль сдвига G – показатель, связывающий касательные напряжения с деформацией сдвига:

$$G = V_s^2 \rho_n; \quad E = 2G(1 + \nu). \quad (2.3)$$

Для расчета процесса ГРП требуются упругие характеристики, определенные в статических условиях, между тем как при прозвучивании образцов определяются динамические характеристики. Они отличаются друг от друга, однако между ними существует корреляционная зависимость.

Фирмой «Шлюмберже» для использования рекомендованы следующие формулы перехода от динамических к статическим показателям:

$$\begin{aligned} v_{STA} &= v_{DIN}; \\ E_{STA} &= (-2,21\phi_C + 0,963)E_{DIN}, \end{aligned} \quad (2.4)$$

где $\phi_C = \phi$, если $\phi \leq 0,35$;
 $\phi_C = 0,35$, если $\phi > 0,35$.

Здесь v_{STA} , E_{STA} , v_{DIN} , E_{DIN} – коэффициент Пуассона и модуль Юнга для статических и динамических условий, соответственно; ϕ , ϕ_C – коэффициент пористости и его предельное значение для сильнопористых пород, доли единицы.

Различие между статическим и динамическим модулями Юнга убывает с уменьшением коэффициента пористости и для плотных пород (в которых проводится гидроразрыв) может быть несущественным. Тем не менее при использовании модуля Юнга из различных источников необходимо обращать внимание на то, каким методом был определен этот параметр – динамическим или статическим.

Промышленностью выпускается ряд приборов, с помощью которых возможно определение упругих характеристик горных пород.

Для определения модулей упругости можно использовать систему измерения акустических характеристик горных пород AVS 700 (рис. 2.1).

Установка AVS 700 обеспечивает измерение на образцах керна скоростей акустических волн в широком диапазоне порового и обжимного давления. Для этого используются распространение компрессионной и двух ортогонально поляризованных сдвиговых волн через керна, измерения порового давления, давления обжима и температуры, расчет скорости акустических волн при пластовых условиях и определение динамических модулей упругости, таких, как

динамические модули Юнга, модуль всестороннего сжатия и сдвига, коэффициент Пуассона. Система включает полностью оборудованную емкость давления, устройства акустических излучателей, контроллер обжимного давления, контроллер порового давления, акустический излучатель/приемник, цифровой осциллограф и компьютерную рабочую станцию.



Рис. 2.1. Общий вид установки AVS 700

Технические характеристики

Рабочее давление, бар.....	До 700 (10,000 psi)
Рабочая температура, °C.....	До 50 (выше – по запросу)
Диаметр керна, дюйм.....	1,5
Длина образца керна, дюйм.....	1...3
Частота, кГц.....	500
Режимы измерений.....	Компрессионная (P) и сдвиговая (S)
Электропитание.....	~220 В / 50 Гц

Методика измерений

Из керна выпиливаются образцы цилиндрической формы с параллельными торцами. По объему и весу сухого образца производится расчет объемной плотности породы по формуле

$$\sigma_c = \frac{P_{\text{сух}}}{\pi R^2 h} \quad \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right). \quad (2.5)$$

Подготовленные образцы насыщаются в вакуумном шкафу моделью пластовой воды до постоянного веса.

Проводятся измерение скоростей распространения продольных и поперечных волн согласно прилагаемой к прибору инструкции и расчет коэффициентов упругости по приведенным выше формулам. Если в комплект прибора входит компьютерная станция, то все измерения и расчеты делаются автоматически.

2.2. Геофизические методы

При изучении упругих свойств горных пород в скважинах акустическими приборами используются колебательные поля напряжений с частотой 20...30 кГц. Значения скоростей упругих волн используются для определения важнейших модулей упругих сред.

Разработанный в ООО «Нефтегазгеофизика» скважинный прибор волнового акустического каротажа АВАК-11 представлен на рис. 2.2.



Рис. 2.2. Скважинный прибор АВАК-11

Прибор предназначен для измерения параметров распространения продольной, поперечной и Стоунли волн, в том числе в низкоскоростных разрезах и через обсадную колонну. Применяется в скважинах с открытым стволом и обсаженных, заполненных жидкостью на водной или нефтяной основе. Решаемые задачи: определение коэффициента пористости пород и модулей упругости; оценка акустической анизотропии и фильтрационных свойств при-скважинной зоны. Измерительный зонд включает в себя: блок излучателей и два блока приёмников, разделённые акустическими изоляторами. Блок излучателей содержит три монополярных излучателя ИМ1, ИМ2, ИМ3 и два дипольных в одном поперечном сечении ИД1, ИД2 (кросс-диполь). Излучатель ИМ1 – кольцевой магнитострикционный, основная частота излучения 20 кГц; ИМ2 – поршневой магнитострикционный, основная частота 8 кГц, телесный угол диаграммы направленности на уровне 0,5...60°; ИМ3 – поршневой магнитострикционный, основная частота 2,5 кГц, ИД1,

ИД2 – пьезокерамические, основная частота излучения 4 кГц. Блоки приёмников выполнены идентично и каждый содержит по одному монополюсному приёмнику ПМ1 и ПМ2 и по два дипольных приёмника ПД1 и ПД2 (кросс-диполи). Прибор работает с трёхжильным геофизическим кабелем длиной до 8000 м. Формула зондов:

ПМ₂0.5ПМ₁1.5ИМ₁; ПМ₂0.5ПМ₁2.0ИМ₂; ПМ₂0.5ПМ₁2.0ИМ₃;
ПД₂0.5ПД₁1.7ИД.

Полевые калибраторы не требуются. Прибор калибруется в камере высокого давления. Общие технические характеристики приведены ниже, а диапазоны и погрешности измеряемых параметров – в таблице.

Общие технические характеристики

Длина, мм, не более.....	6000
Максимальный диаметр, мм.....	90
Масса, кг, не более	160
Питание	50 Гц, 220 В
Максимальная рабочая температура, °С	150
Максимальное рабочее давление, МПа.....	120
Диаметр скважины, мм	120...290
Скорость каротажа, м/ч.....	400
	при шаге опроса 0,2 м
Частота записи.....	5 опросов на 1 м
Комбинируемость.....	Транзитный
Положение в скважине	Центрируется

Измеряемые параметры	Диапазон измерения	Погрешность
Интервальное время, мкс/м:		
продольной волны	120...600	±5
поперечной волны (от монополюсных зондов)	250...600	±10
поперечной волны (от дипольных зондов)	250...800	±10
волны Стоунли	600...900	±10
Коэффициент затухания, дБ/м:		
продольной волны	0...20	±3
поперечной волны	0...20	±3
волны Стоунли	0...20	±3

Диаграмма интерпретации данных этого прибора представлена на рис. 2.3.

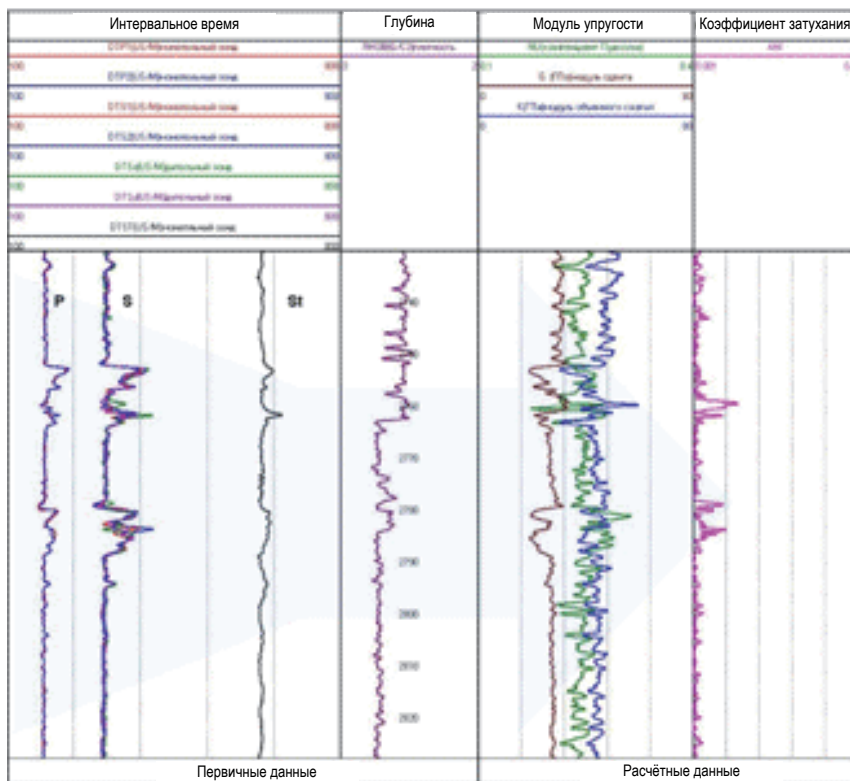


Рис. 2.3. *Диаграмма интерпретации данных прибора АВАК-11*

ООО «ТНГ-Групп» предлагает многозондовую цифровую аппаратуру волнового акустического каротажа ВАК-8. Аппаратура позволяет определять модули упругости для проектирования гидроразрывов пластов.

Скважинный прибор состоит из двух модулей, соединенных полугибким звукоизолятором. Формулы зондов ВАК-8:

- монополярный зонд И 2,0 П1 0,1 П2 0,1 ПЗ 0,1 П8;
- дипольный зонд И1 2,0 П1 0,1 П2 0,1 ПЗ 0,1 П4;
- ортогонально расположенный дипольный зонд И2 2,0 П1 0,1 П2 0,1 ПЗ 0,1 П4.

Прием акустических сигналов осуществляется по 8 измерительным каналам одновременно. Подробная техническая характеристика прибора приведена ниже.

Техническая характеристика

Разрядность АЦП, бит	12
Шаг квантования по времени, мкс	2; 4
Шаг квантования по глубине, см	2; 10; 20
Время регистрации, мс	2; 4
Частота излучения регулируется программно, кГц	3...20
Вертикальное разрешение, м	0,1
Глубина исследований	Длина возбуждаемых волн
Длина, мм	5500
Максимальный диаметр, мм	90
Масса, кг	70
Максимальная рабочая температура, °С	85
Максимальное рабочее давление, МПа	40
Диаметр скважины, мм	100...350
Скорость каротажа, м/ч	160...800
Комбинируемость	3 жилы проходных
Положение в скважине	Центрируется
Частота записи	10 опросов на 1 м

Преимущества прибора:

- надежное определение параметров информативных волн;
- возможность изучения анизотропии пород, вскрытых скважиной;
- возможность частотного зондирования скважин;
- возможность в комплексе с гироскопическим инклинометром определять направление распространения вертикальных трещин.

Примеры диаграмм, полученных при работе с этим прибором, приведены на рис. 2.4, 2.5.

Программа Майера версии 2003 г. и выше позволяет импортировать из файлов каротажа механических свойств (формата LAS или текстовых) значения следующих параметров: измеренной глубины, градиента напряжения, напряжения, модуля Юнга, коэффи-

циента Пуассона и трещиностойкости. Можно импортировать не все имеющиеся на диаграмме параметры. Отсутствующие на диаграмме каротажа параметры вводятся вручную.

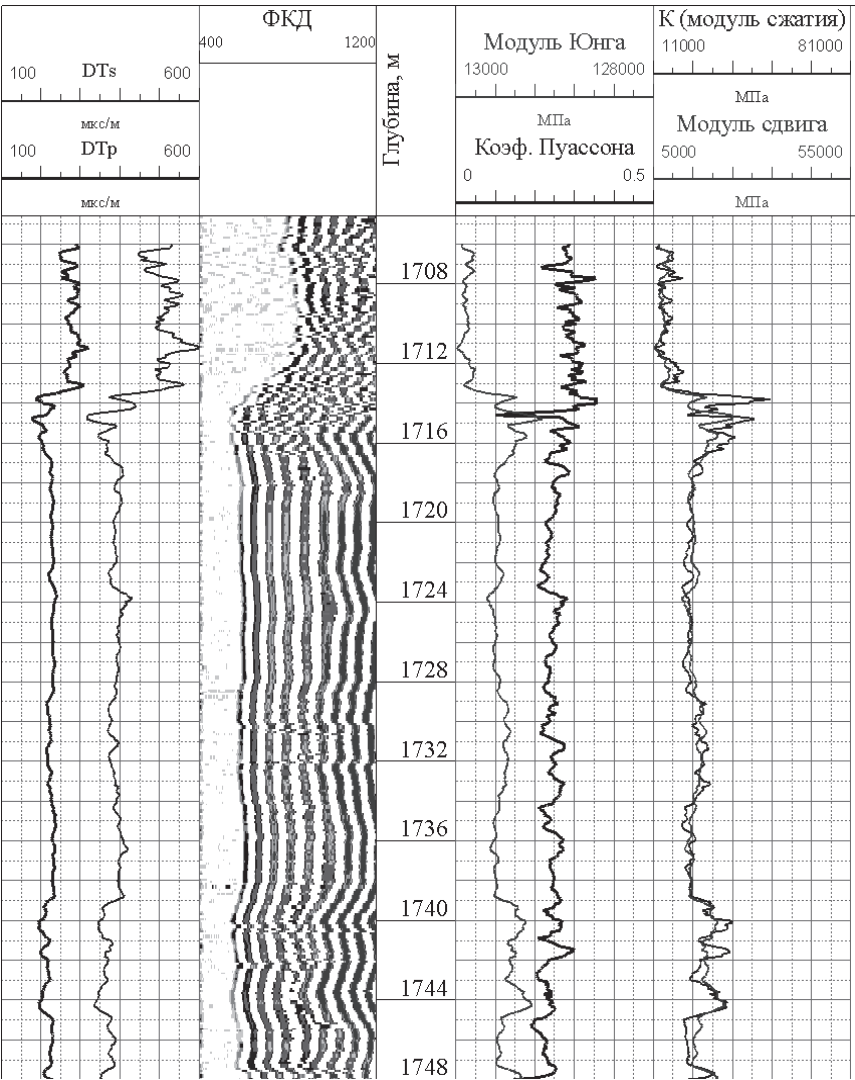


Рис. 2.4. Пример диаграммы каротажа модулей упругости для терригенного разреза

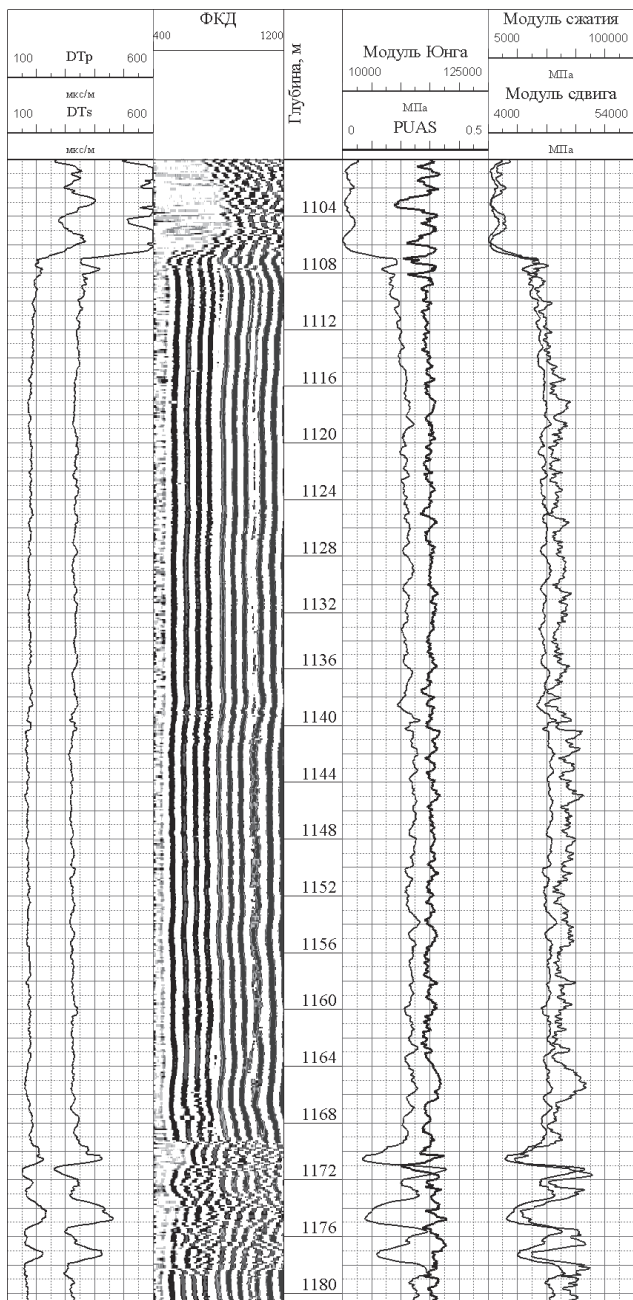


Рис. 2.5. Пример диаграммы каротажа модулей упругости для карбонатного разреза

Затраты времени на исследование в пределах 1 сут (они зависят от допустимой скорости спускоподъема прибора и глубины скважины). Для обсаженных скважин потребуется два спускоподъема: один – ВАК-8, другой – гамма-спектрометрия и НГК (для определения плотности пород). Гамма-гамма-плотномер в обсаженных скважинах не используется вследствие малой глубинности исследований. Результаты могут быть выданы в виде LAS-файла.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ РАЗРЫВУ ПЛАСТА

3.1. Оборудование

Приборы, предназначенные специально для определения сопротивления разрыву горных пород, отсутствуют. Но существуют приборы, выполняющие аналогичные функции, которые можно использовать для исследования горных пород.

К ним относится прибор для испытания образцов цементного камня на прочность Qualitest (Италия) Model E-159-01 (рис. 3.1).



Рис. 3.1. *Прибор для определения прочности цементного камня*

Прибор предназначен для испытания прочности образцов цементного камня и кернов горных пород на сжатие и изгиб с выводом численного значения на панель прибора, устройством печати и устройством для крепления образцов.

Техническая характеристика

Измерение нагрузки, кН:

1-й диапазон..... 0...300, деление 2,5 кН

2-й диапазон..... 0...50, деление 0,5 кН

Габариты образцов для испытания

прочности на изгиб, мм..... 40×40×160

Максимальная высота образца

для испытания прочности на сжатие, мм.....180

Питание 220...240 В, 1 фаза,

50 Гц, 750 Вт

Масса, кг.....300

Прибор для испытания образцов из цементного камня на изгиб производства фирмы «Точприбор» (РФ), модель 2170П-6, показан на рис. 3.2.

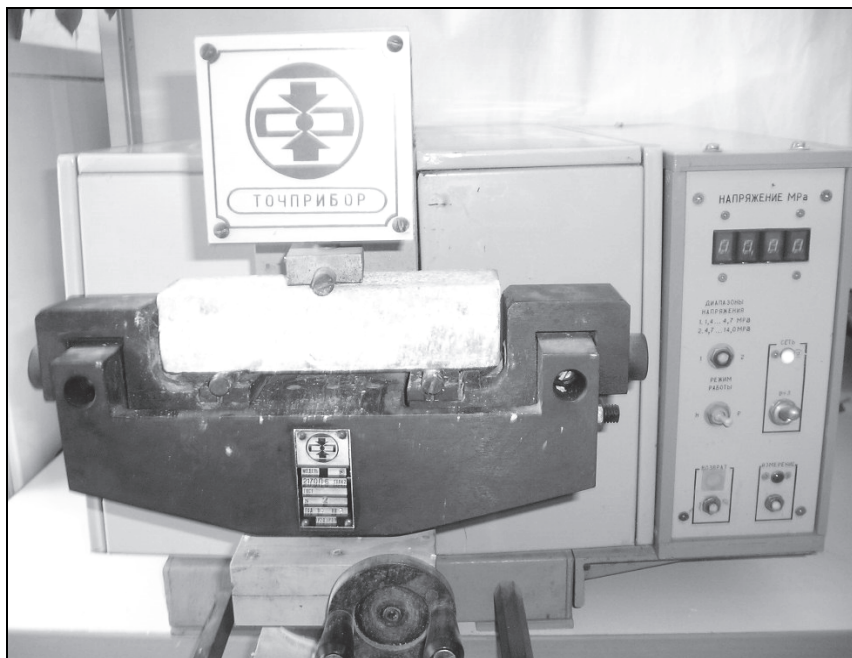


Рис. 3.2. *Прибор для испытания образцов цементного камня на изгиб*

Прибор предназначен для испытания образцов из цементного камня на двухопорный изгиб в соответствии с ГОСТ 310.4-81 и ГОСТ 1581-96.

Техническая характеристика

Наибольшая предельная нагрузка, Н.....	6000
Общая потребляемая мощность, Вт, не более	90
Скорость нарастания нагрузки, Н/с	50±10
Масса, кг, не более	100

3.2. Методика измерений

Методика измерения сопротивления разрыву горных пород регламентирована документами Международного общества по механике горных пород (International Society for Rock Mechanics – ISRM).

3.2.1. Бразильский метод определения трещиностойкости

В настоящее время известно несколько методов определения трещиностойкости различных материалов. Значения, получаемые на разных формах образцов и разными методами, обычно несопоставимы, поскольку измеряемые значения не представляют свойство материала.

Поэтому комиссия по испытаниям ISRM провела исследования с целью определения метода, который давал бы воспроизводимые значения коэффициента трещиностойкости [27, 28]. В 1995 г. как основной был рекомендован бразильский метод.

Преимуществами бразильского метода являются возможность исследования анизотропных пород, меньшие ограничения на испытательную аппаратуру, большие допуски на ошибки выпиливания образца, более простая методика испытаний и меньший разброс получаемых результатов [27]. Полагают, что этот метод наиболее подходит для практических целей.

При испытании используются образцы керна, выпиленные из горной породы. Оси керна должны быть ориентированы либо параллельно, либо перпендикулярно по отношению к характеристикам анизотропии, таким, как плоскости напластования. Образцу придается форму, называемую бразильским диском (CCNBD, рис. 3.3), с шевронным (или V-образным) надрезом, вырезанным вдоль диаметра керна.

Испытание требует записи максимальной нагрузки.

Описание образца

Форма и размеры образца CCNBD приведены на рис. 3.3. Шевронный надрез вызывает развитие трещины, начиная с вершины V-образного выступа, которая распространяется радиально устойчивым образом до момента разрушения образца.

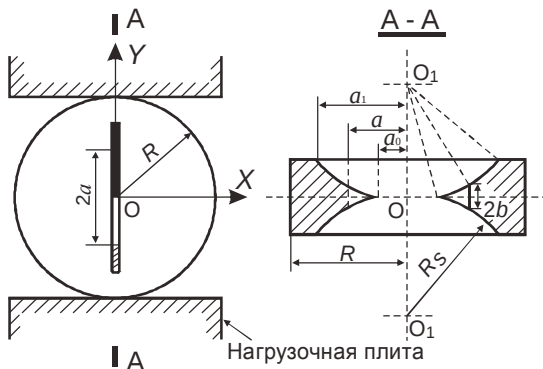


Рис. 3.3. Форма и размеры тестируемого образца

Все размеры данной геометрии должны быть преобразованы в безразмерные параметры относительно радиуса образца R и диаметра D следующим образом:

$$\begin{cases} \alpha_0 = a_0/R \\ \alpha_1 = a_1/R \\ \alpha_B = B/R \\ \alpha_S = D_s/D. \end{cases} \quad (3.1)$$

Рекомендуемые геометрические размеры образца должны быть такими, как показано в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Показатель	Значение	Безразмерное выражение
Диаметр D , мм	75,0	
Толщина B , мм	30,0	$\alpha_B = B/R = 0,80$
Начальная длина надреза a_0 , мм	9,89	$\alpha_0 = a_0/R = 0,2637$
Конечная длина надреза a_1 , мм	24,37	$\alpha_1 = a_1/R = 0,65$
Диаметр отрезного круга D_s , мм	52,0	$\alpha_s = D_s/D = 0,6933$
Глубина резки h_c , мм	16,95	
Y^* (безразмерное)	0,84	
a_m , мм	19,31	$\alpha_m = a_m/R = 0,5149$

Возможен и другой выбор геометрических размеров образца, однако чтобы получить достоверные результаты, выбранные размеры α_1 и α_B должны удовлетворять следующим ограничениям (формулы (3.2, рис. 3.4):

$$\left\{ \begin{array}{ll} \alpha_1 \geq 0,4 & \text{Линия } 0 \\ \alpha_1 \geq \alpha_B/2 & \text{Линия } 1 \\ \alpha_B \leq 1,04 & \text{Линия } 2 \\ \alpha_1 \leq 0,8 & \text{Линия } 3 \\ \alpha_B \geq 1,1729 \cdot \alpha_1^{1,6666} & \text{Линия } 4 \\ \alpha_B \geq 0,44 & \text{Линия } 5 \end{array} \right. \quad (3.2)$$

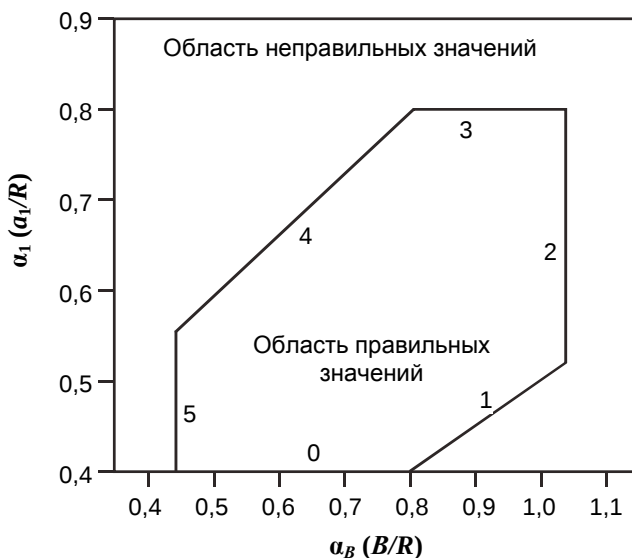


Рис. 3.4. Диапазон значений правильной геометрии

Начальная длина трещины a_0 при изготовлении образца на практике может быть выбрана произвольно между $(0,20 \dots 0,30)R$.

Параметры $\alpha_0(a_0)$, $\alpha_1(a_1)$ и $\alpha_B(B)$ являются тремя основными размерами образца CCNBD. Когда они известны, другие геометрические размеры (см. рис. 3.3) могут быть вычислены по следующим соотношениям:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_s = R_s/R = \sqrt{\alpha_0^2 + \left(\alpha_1^2 - \alpha_0^2 + \alpha_B^2/4\right)^2} / \alpha_B^2 \\ h_c = \left(\alpha_s - \sqrt{\alpha_s^2 - \alpha_1^2}\right) \cdot R = \left(\alpha_s - \sqrt{\alpha_s^2 - \alpha_0^2}\right) \cdot R + B/2 \\ \alpha_0 = \sqrt{\alpha_s^2 - \left(\sqrt{\alpha_s^2 - \alpha_1^2} + \alpha_B/2\right)^2} \\ \alpha_1 = \sqrt{\alpha_s^2 - \left(\sqrt{\alpha_s^2 - \alpha_0^2} - \alpha_B/2\right)^2} \\ \alpha_B = 2 \cdot \left(\sqrt{\alpha_s^2 - \alpha_0^2} - \sqrt{\alpha_s^2 - \alpha_1^2}\right) \end{array} \right. \quad . \quad (3.3)$$

Оборудование для подготовки образца

Чтобы выполнить требуемый надрез, следует использовать алмазный отрезной круг. Края шевронного надреза должны быть прямыми. Следует использовать приспособление для резки щели, обеспечивающее положение шевронных надрезов точно в центре диска и соответствие геометрических размеров заданным допускам. Приспособление для подготовки образца показано на рис. 3.5.

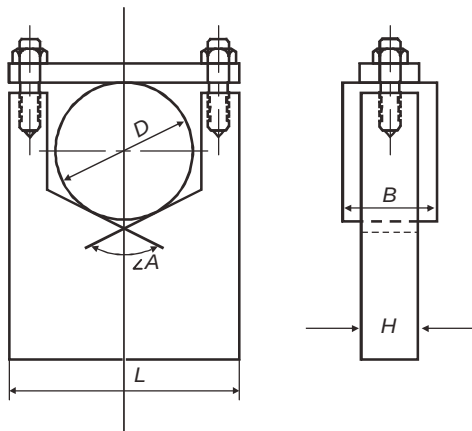


Рис. 3.5. Оправка для приготовления образца

Параметры D и B являются диаметром и толщиной обрабатываемого образца, параметр L – шириной оправки, которая выбирается в диапазоне $L > 1,5D$. Угол A является углом щели для фиксации образца горной породы и находится в пределах $110...130^\circ$. Па-

параметр H представляет собой толщину оправки и ее рекомендуется выбирать в диапазоне $\sim 0,25D \dots 0,35D$, с тем чтобы обеспечить хорошее направление при резке образца. Для лаборатории механики горных пород рекомендуется изготовить ряд таких оправок для образцов с $D = 65, 75, 85$ и 100 мм. Что касается толщины оправки H , то рекомендуется использовать верхнее граничное значение $\sim 0,35D$ для малых диаметров и нижнее граничное значение $\sim 0,25D$ – для больших диаметров.

Испытательная машина и приспособления для создания нагрузки

Испытательная машина должна развивать необходимую пиковую нагрузку и давать возможность приложения нагрузки со скоростью, соответствующей требованиям, приведенным ниже. Ее следует систематически калибровать, и она должна соответствовать требованиям национальных стандартов.

Данная методика испытаний предусматривает запись только максимальной нагрузки.

Приспособление для приложения нагрузки показано на рис. 3.6, где нижняя и верхняя нагрузочные плиты должны быть жесткими и параллельными друг другу, чтобы обеспечить направленную вертикальную нагрузку.

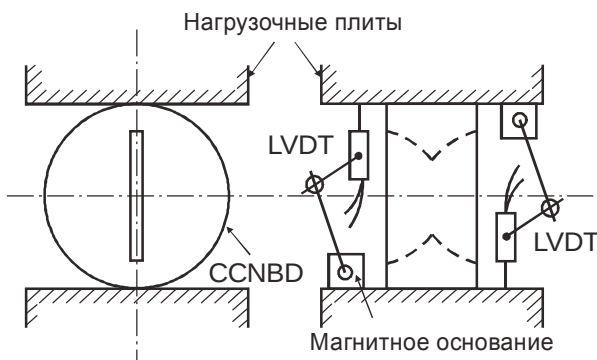


Рис. 3.6. Измерение смещения

Методы установки образца

Чтобы облегчить правильную установку диска, можно использовать простые методы, например установочный квадрат. Он поможет убедиться, что нагрузочные плиты перпендикулярны ориентации трещины. Можно использовать два маленьких гладких кли-

на, подвигая их с обеих сторон образца, чтобы не допустить скатывания диска.

Конструкция любого средства установки должна быть такой, чтобы его легко можно было удалить, когда образец закреплен в нужном положении.

Прежде чем прикладывать нагрузку, необходимо проверить перпендикулярность ориентации трещины нагрузочным плитам и совпадение ориентации трещины с направлением нагрузки. Ошибка должна находиться в пределах 0,5 %.

Оборудование для замера смещения

Если предполагается изучение податливости трещины, то необходимо измерять смещение точки нагружения (LPD) и раскрытие устья трещины (CMOD). Для расчета трещиностойкости эти параметры не нужны. Оборудование должно содержать преобразователь, выдающий электрические сигналы. Параметр LPD является основной переменной, измеряемой при деформации диска.

Рекомендуется использовать два линейных переменных дифференциальных преобразователя (LVDT), смонтированных на двух магнитных подставках. Они должны располагаться по обеим сторонам образца, при этом каждый установлен на одной нагрузочной плите, но упирается в другую. Датчики LVDT устанавливаются перпендикулярно нагрузочным плитам по возможности ближе к точке приложения нагрузки (см. рис. 3.6).

Оборудование для измерения смещения должно допускать проведение измерений с точностью до 0,001 мм.

Запись

Для достижения заданной точности измерения нагрузки и смещения требуется аналоговая или цифровая записывающая система. При определении трещиностойкости записывается только максимальная нагрузка.

Методика

Выбор и подготовка образца.

Оси керна и углы их поворота относительно текстуры вещества и граней образца должны быть помечены водостойким пером. Образцы должны храниться таким образом, чтобы по возможности сохранить естественное водосодержание до момента подготовки образца.

Содержание влаги в каждом испытуемом образце должно быть измерено и записано.

Диаметр керна D должен относиться к размеру самого большого зерна в горной породе в отношении, по крайней мере, 10:1.

Керн должен быть отрезан до желаемой длины и толщины и надрезан алмазным кругом с чистой водой в качестве охлаждающей жидкости. Рекомендуемое отклонение толщины образца в пределах 10 %.

Поверхности диска должны быть гладкими и плоскими и не должны отклоняться от перпендикулярности к оси диска более чем на 0,25 мм на 10 мм. Следует подшлифовать поверхности, если эти требования не удовлетворяются. Необходимая ориентация трещины должна быть четко отмечена на обеих сторонах поверхностей водостойким пером.

Ширина надреза t не должна превышать 1,5 мм.

Надрез должен быть выполнен с обеих сторон диска вдоль оси вращения диска в одной и той же диаметральной плоскости, которая является направлением трещины (рис. 3.7). Оправка, показанная на рис. 3.5, предназначена для удержания диска в вертикальном положении при резке. До резки необходимо убедиться, что разрез находится точно в центре поверхности диска как по вертикали, так и по горизонтали. Подгонкой алмазного круга к отметке центра на поверхности диска добиваемся, чтобы ошибка центровки не превышала 0,5 мм. Центральная осевая линия диска должна соответствовать плоскости вращения алмазного круга, что обеспечит перпендикулярность плоскости среза к поверхностям диска. Ошибка этого совпадения должна находиться в пределах 0,25 мм на 100 мм.

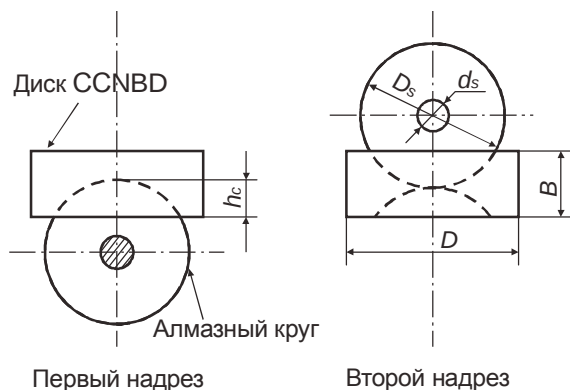


Рис. 3.7. Методика резки

Устанавливаем зазор между поверхностью диска и вращающимся кругом, равным нулю. Первый надрез делается путем движения диска по направлению к вращающемуся кругу до достижения необходимой глубины резки h_c , которая может быть вычислена следующим образом:

$$h_c = \left(\alpha_s - \sqrt{\alpha_s^2 - \alpha_1^2} \right) \cdot R = \left(\alpha_s - \sqrt{\alpha_s^2 - \alpha_0^2} \right) \cdot R + \frac{B}{2}. \quad (3.4)$$

После этого образец вместе с оправкой поворачивается на 180° так, чтобы к алмазному кругу была обращена другая поверхность диска. После того как проведены центровка и проверка перпендикулярности режущей плоскости, образец режется на ту же самую глубину h_c , как и в первый раз.

После подготовки образец удаляется из приспособления и вымывается шлам, оставшийся внутри надреза.

Затем чертят две линии на обеих сторонах диска вдоль направления плоскости надреза. Путем соединения четырех конечных точек обеих начерченных линий определяют линии нагружения, соприкасающиеся с нижней и верхней нагрузочными плитами. Вдоль этих двух линий нагрузки поверхность породы должна быть плоской и гладкой, чтобы обеспечить полный контакт с нагрузочными плитами. Обе линии должны быть параллельны оси диска, или их перпендикулярность к обоим бокам дисковой поверхности должна удовлетворять основным требованиям, упомянутым выше, т. е. в пределах 0,25 мм на 100 мм.

После подготовки образец должен быть высушен при 104°C в течение 24 ч, чтобы удалить воду, поглощенную во время подготовки.

На этой стадии должны быть замерены диаметр диска D , толщина диска B и максимальная длина шевронного надреза $2a_1$ с точностью до 0,1 мм. Величина D должна быть определена путем усреднения двух замеров под прямым углом на обеих сторонах диска, величина B – путем усреднения четырех измеренных значений в конечных точках пары перпендикулярных диаметров, величина $2a_1$ – как среднее двух значений, измеренных на обеих сторонах поверхности диска. Затем геометрические размеры должны быть преобразованы в безразмерные величины α_B и α_1 .

Образец должен быть забракован, если значения α_1 и α_B не удовлетворяют соотношению, установленному в уравнении (3.2) и показанному на рис. 3.4.

Калибровка.

Калибровка датчика нагрузки должна периодически проверяться.

Если измеряются LPD или CMOD, устройство, измеряющее смещение, должно проверяться на линейность и калиброваться перед каждой серией опытов.

Установка образца.

Образец должен быть осторожно установлен в испытательную машину таким образом, чтобы система передачи нагрузки была выровнена. Как последний шаг перед приложением нагрузки, нужно проверить перпендикулярность плоскости трещины к нагрузочным плитам. Линии приложения нагрузки как на нижней, так и на верхней нагрузочной плите также необходимо проверить, чтобы убедиться, что создан сплошной контакт между плитой и образцом. Для закрепления образца в правильном положении следует использовать небольшую удерживающую нагрузку.

Настройка положения ползуна или траверсы и пределы позиционирования должны выбираться так, чтобы не произошло повреждения аппарата или измерительных индикаторов, если образец внезапно или преждевременно разрушится.

Испытание.

Нагрузка при испытании должна увеличиваться до тех пор, пока образец не разрушится. Средняя скорость возрастания интенсивности напряжения во время испытания должна быть не менее $0,25 \text{ МПа}\sqrt{\text{м/с}}$ или такова, чтобы разрушение произошло в течение 20 с после приложения начальной нагрузки.

Должно быть выполнено, по крайней мере, два цикла нагрузки-разгрузки с нагрузкой примерно 20 % от максимальной, чтобы убедиться в совершенном контакте между нагрузочными плитами и образцом.

Максимальная нагрузка на образец должна быть зарегистрирована с ошибкой не более $\pm 1,0 \%$.

Если измеряются смещения LPD и CMOD, они должны быть определены с точностью 0,001 мм.

Результаты должны считаться неверными и должно проводиться повторное испытание, если трещина отклоняется от плоскости надреза более чем на $0,05D$ в пределах $0,5D$ от центра поверхности диска.

После испытания следует измерить геометрический размер $2a_0$ на разрушенном образце и преобразовать в безразмерную величину α_0 .

Расчет трещиностойкости.

Трещиностойкость образца следует вычислять по следующей формуле

$$K_{1C} = \frac{P_{\max}}{B \cdot \sqrt{D}} \cdot Y_{\min}^*, \quad (3.5)$$

где $Y_{\min}^*$ – критическое значение безразмерной интенсивности напряжений, которое зависит только от геометрических размеров образца α_0 , α_1 и α_B .

Значение $Y_{\min}^*$ следует вычислять по формуле

$$Y_{\min}^* = u \cdot e^{v \cdot \alpha_1}, \quad (3.6)$$

где u и v – константы, зависящие только от α_0 и α_B . Их значения можно найти в табл. 3.2, если безразмерные геометрические параметры образца α_0 и α_B соответствуют значениям, приведенным в таблице. В противном случае для их вычисления следует использовать линейную интерполяцию.

Размер образца.

Размер образца, позволяющий считать результат определения трещиностойкости достоверным, может быть определен из сравнения значений K_{1C} для различных диаметров образца D . Минимальным диаметром $D_{\min}$ будет такой, который дает значения K_{1C} , согласующиеся со значениями для образцов больших диаметров. Диаметр $D_{\min}$ можно оценить по следующему уравнению:

$$D_{\min} = 8,88 + 1,4744 \cdot \left(\frac{K_{1C}}{\sigma_t} \right)^{-2}, \quad (3.7)$$

где σ_t – предел прочности на разрыв горной породы. Обычно для горных пород $D_{\min} = 75$ мм.

Результаты испытаний.

Для каждого образца информация должна содержать следующее:

- размеры образца D , D_s , B , a_0 , a_1 и h_c ;
- скорость нагружения $P_{\dot{r}}$ или время до разрушения t ;
- максимальная нагрузка $P_{\max}$;
- критическое SIF $Y_{\min}^*$;
- значение трещиностойкости K_{1C} .

Таблица 3.2

Параметр	Значение константы u при параметре u_0														
	u_B	0,1000	0,1500	0,1750	0,2000	0,2250	0,2500	0,2750	0,3000	0,3250	0,3500	0,3750	0,4000	0,4250	0,4500
0,440		0,2747	0,2774	0,2791	0,2808	0,2825	0,2844	0,2865	0,2883	0,2914	0,2943	0,2979	0,3024	0,3069	0,3120
0,480		0,2727	0,2752	0,2765	0,2782	0,2795	0,2812	0,2833	0,2856	0,2882	0,2918	0,2954	0,2994	0,3039	0,3090
0,520		0,2708	0,2727	0,2740	0,2757	0,2771	0,2788	0,2806	0,2828	0,2857	0,2887	0,2925	0,2968	0,3013	0,3060
0,560		0,2689	0,2705	0,2716	0,2733	0,2744	0,2763	0,2781	0,2805	0,2831	0,2867	0,2901	0,2943	0,2989	0,3039
0,600		0,2667	0,2684	0,2696	0,2709	0,2721	0,2739	0,2757	0,2782	0,2812	0,2844	0,2882	0,2921	0,2967	0,3015
0,640		0,2649	0,2665	0,2694	0,2685	0,2701	0,2719	0,2738	0,2764	0,2791	0,2825	0,2863	0,2905	0,2947	0,2992
0,680		0,2632	0,2646	0,2655	0,2667	0,2682	0,2704	0,2718	0,2744	0,2774	0,2807	0,2848	0,2888	0,2930	0,2971
0,720		0,2611	0,2628	0,2637	0,2650	0,2667	0,2683	0,2705	0,2727	0,2763	0,2794	0,2831	0,2871	0,2916	0,2954
0,760		0,2598	0,2612	0,2625	0,2637	0,2650	0,2668	0,2693	0,2719	0,2744	0,2781	0,2819	0,2860	0,2895	0,2934
0,800		0,2582	0,2602	0,2611	0,2625	0,2641	0,2657	0,2680	0,2706	0,2736	0,2772	0,2811	0,2845	0,2878	0,2916
0,840		0,2572	0,2586	0,2599	0,2612	0,2628	0,2649	0,2672	0,2699	0,2727	0,2763	0,2801	0,2831	0,2867	0,2891
0,880		0,2562	0,2578	0,2593	0,2602	0,2621	0,2642	0,2668	0,2691	0,2723	0,2754	0,2793	0,2816	0,2853	0,2867
0,920		0,2553	0,2572	0,2582	0,2598	0,2613	0,2634	0,2658	0,2684	0,2716	0,2747	0,2792	0,2811	0,2831	0,2856
0,960		0,2549	0,2566	0,2578	0,2593	0,2612	0,2633	0,2655	0,2685	0,2710	0,2746	0,2767	0,2799	0,2811	0,2825
1,000		0,2547	0,2564	0,2576	0,2591	0,2610	0,2630	0,2653	0,2679	0,2709	0,2738	0,2768	0,2796	0,2794	0,2794
1,040		0,2544	0,2565	0,2576	0,2593	0,2608	0,2627	0,2653	0,2678	0,2708	0,2727	0,2747	0,2769	0,2769	0,2765

Параметр α_B	Значение константы γ при параметре α_0															
	0,1000	0,1500	0,1750	0,2000	0,2250	0,2500	0,2750	0,3000	0,3250	0,3500	0,3750	0,4000	0,4250	0,4500		
0,440	1,7813	1,7820	1,7820	1,7833	1,7863	1,7893	1,7923	1,7967	1,7966	1,7977	1,7973	1,7932	1,7901	1,7850		
0,480	1,7748	1,7763	1,7787	1,7800	1,7843	1,7881	1,7907	1,7934	1,7952	1,7929	1,7923	1,7901	1,7866	1,7811		
0,520	1,7694	1,7734	1,7758	1,7769	1,7808	1,7845	1,7884	1,7907	1,7911	1,7920	1,7897	1,7860	1,7823	1,7784		
0,560	1,7644	1,7701	1,7732	1,7748	1,7794	1,7822	1,7856	1,7877	1,7885	1,7864	1,7857	1,7820	1,7779	1,7725		
0,600	1,7620	1,7668	1,7692	1,7727	1,7770	1,7792	1,7826	1,7835	1,7883	1,7831	1,7805	1,7782	1,7733	1,7689		
0,640	1,7580	1,7631	1,7671	1,7707	1,7732	1,7757	1,7788	1,7794	1,7795	1,7779	1,7753	1,7716	1,7686	1,7652		
0,680	1,7550	1,7602	1,7640	1,7676	1,7707	1,7711	1,7757	1,7759	1,7754	1,7741	1,7700	1,7666	1,7630	1,7612		
0,720	1,7536	1,7580	1,7616	1,7647	1,7661	1,7698	1,7708	1,7722	1,7693	1,7683	1,7652	1,7617	1,7574	1,7562		
0,760	1,7497	1,7553	1,7568	1,7600	1,7635	1,7656	1,7649	1,7652	1,7662	1,7624	1,7593	1,7554	1,7548	1,7528		
0,800	1,7474	1,7506	1,7538	1,7557	1,7581	1,7611	1,7613	1,7603	1,7596	1,7561	1,7525	1,7512	1,7509	1,7494		
0,840	1,7430	1,7487	1,7500	1,7522	1,7545	1,7547	1,7551	1,7548	1,7535	1,7499	1,7469	1,7473	1,7448	1,7497		
0,880	1,7392	1,7438	1,7446	1,7487	1,7490	1,7492	1,7478	1,7487	1,7463	1,7452	1,7403	1,7434	1,7414	1,7493		
0,920	1,7357	1,7390	1,7413	1,7423	1,7440	1,7446	1,7443	1,7432	1,7411	1,7389	1,7360	1,7363	1,7417	1,7448		
0,960	1,7299	1,7337	1,7358	1,7370	1,7372	1,7373	1,7372	1,7346	1,7344	1,7309	1,7343	1,7331	1,7414	1,7483		
1,000	1,7293	1,7279	1,7300	1,7308	1,7310	1,7307	1,7306	1,7297	1,7273	1,7270	1,7258	1,7302	1,7394	1,7525		
1,040	1,7196	1,7213	1,7231	1,7232	1,7246	1,7256	1,7237	1,7231	1,7204	1,7238	1,7272	1,7293	1,7423	1,7569		

3.2.2. Испытание на трехточечный изгиб

Международным обществом по механике горных пород стандартизовано еще два метода определения трещиностойкости. Опишем один из них, очень похожий на метод определения трещиностойкости цементного камня.

Метод использует изгибаемый образец, в котором сделан надрез перпендикулярно оси керна. Образец устанавливается на два опорных ролика и затем прикладывается нагрузка, стремящаяся отделить надрезанные края (рис. 3.8). Это вызывает образование трещины и разрушение образца по надрезу.

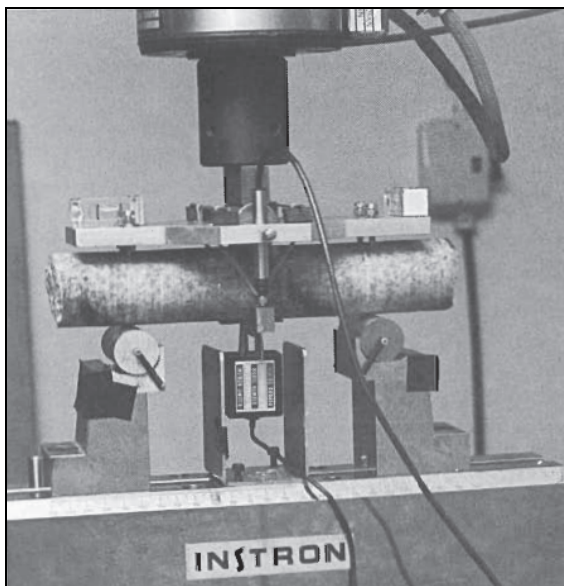
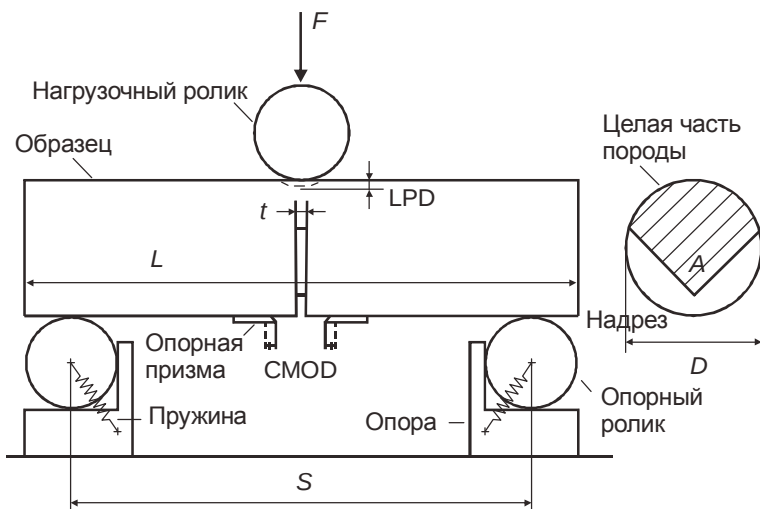


Рис. 3.8. Положение образца в испытательной машине, включая приспособления для измерения смещений

Надрез имеет форму V или шеврона. Такая форма приводит к относительно длинному периоду устойчивого роста трещины при возрастании нагрузки до достижения точки разрушения, по которой оценивается трещиностойкость.

Опуская подробности подготовки образца и описание испытательной машины (они аналогичны вышеописанной методике), приведем только расчетные формулы. Полностью методика испытаний имеется в Отделе РИТ и МПС ТатНИПИнефти. Схема испытания приведена на рис. 3.9.



Обозначения:

D – диаметр образца;

S – расстояние между опорами, $3,33D$;

θ – угол надреза, 90° ;

a_0 – расстояние острия надреза от поверхности образца, $0,15D$;

a – длина трещины;

t – ширина надреза;

h – глубина надреза;

L – длина образца;

A – площадь целой части породы;

F – нагрузка на образец;

LPD – отклонение точки нагрузки

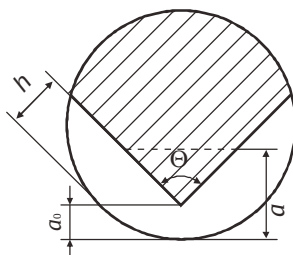


Рис. 3.9. Схема испытания на трещиностойкость

Коэффициент трещиностойкости образца вычисляется по следующей формуле:

$$K_{CB} = A_{\min} F_{\max} / D^{1,5}, \quad (3.8)$$

$$\text{где} \quad A_{\min} = \left[1,835 + 7,15 a_0 / D + 9,85 (a_0 / D)^2 \right] S / D. \quad (3.9)$$

При разрушающей нагрузке $F_{\max}$, выраженной в кН, и диаметре образца D (в см) трещиностойкость будет в МПа $\sqrt{\text{м}}$ или МН/м 1,5 . Множитель $A_{\min}$ безразмерный. Параметр a_0 – расстояние острия шевронного надреза от цилиндрической поверхности образца; S – расстояние между центрами опорных роликов.

4. ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ

4.1. Реологические исследования жидкостей для ГРП

Свойства сшитых гелей должны измеряться на ротационном вискозиметре с относительно широким зазором, допускающим проведение опытов при высоком давлении. При этом следует руководствоваться инструкциями по работе, прилагаемыми к прибору.

Для получения правильной вязкостной и реологической характеристики должны удовлетворяться следующие критерии:

- режим течения в кольцевом зазоре ламинарный;
- скольжением жидкости на стенках в кольцевом зазоре можно пренебречь;
- поведение жидкости не зависит от времени в течение любого замера.

Все опыты необходимо проводить на заранее откалиброванном приборе. Для калибровки используйте стандартизованную ньютоновскую калибровочную жидкость, которая должна соответствовать национальному/международному стандарту, такому, как ISO, ASTM, DIN и т. п. Вязкость калибровочной жидкости должна быть выбрана так, чтобы охватить оцениваемый диапазон скоростей сдвига/напряжения сдвига. Подходящей калибровочной жидкостью является глицерин (вязкость глицерина при температуре 20 °C составляет 1450 сП).

Проведение тестирования

– Предварительно нагрейте термостат (если есть в комплекте) до температуры испытаний.

– Залейте исследуемую жидкость в вискозиметр сразу после приготовления в объеме, чтобы полностью покрыть боб. В рабочем объеме прибора создайте давление, соответствующее заданной температуре испытания. Когда начнется перемешивание жидкости, включите нагрев.

– Для всего времени испытания температура жидкости должна находиться в пределах ± 3 °C от температуры испытания.

– Измерения проводят при нескольких скоростях вращения ротора в соответствии с инструкцией к прибору. Для каждой скорости проводят несколько замеров с записью арифметического среднего полученных данных.

– Вискозиметрические расчеты следует выполнять с учетом особенностей прибора, указанных производителем. Реологические расчеты следует производить, как указано ниже.

Методы расчетов для ротационных вискозиметров

В состав многих ротационных вискозиметров, имеющих в промышленности, входят средства компьютеризованного сбора, обработки и анализа данных. При использовании таких приборов преобразование момента и частоты вращения в напряжение сдвига и скорость сдвига, соответственно, выполняется автоматически и поэтому скрыто от пользователя. В некоторых случаях эти приборы имеют также возможность проведения автоматического анализа данных по степенному закону. Методики, представленные ниже, могут быть использованы для проверки правильности функционирования программы, установленной на этих приборах. Эти методики также должны быть использованы для обработки и анализа данных при работе с неавтоматизированными вискозиметрами.

Методика расчетов, рекомендуемая RP 13M/ISO 13503-1, основывается на использовании условной скорости сдвига в вискозиметре для вычисления показателя консистенции жидкости K_v и преобразования его в независящий от геометрии показатель K . Ниже приводятся уравнения для преобразования независящего от геометрии показателя K в зависящие от геометрии показатели консистенции K_p и K_s для течения в трубе и щели, соответственно.

Расчет напряжения сдвига по значениям момента

Спиральные торсионные пружины в ротационных вискозиметрах прикрепляются к неподвижному цилиндру. Момент, приложенный к неподвижному цилиндру парой сил от жидкости в зазоре, заставляет торсионную пружину закручиваться. Закручивание определяется либо электронным способом, либо визуальным путем отсчета по циферблату.

Момент, приложенный парой сил от жидкости в зазоре, может быть определен из следующего уравнения

$$M = c \cdot \theta . \quad (4.1)$$

Момент это также сила, действующая на плечо:

$$M = F \cdot R_i , \quad (4.2)$$

где M – момент, Н·м (lbf·ft); c – постоянная пружины, Н·м/рад (lbf·ft/degree); θ – угол закручивания пружины, рад (град); F – сила

сдвига, касательная к поверхности цилиндра, Н (pound-force); R_i – радиус неподвижного цилиндра, м (feet).

Баланс сил позволяет вычислить напряжение сдвига по измерениям момента:

$$\tau A = M / R_i ; \quad (4.3)$$

$$\tau = M / 2\pi \cdot R_i^2 \cdot l , \quad (4.4)$$

где τ – напряжение сдвига, действующее на неподвижный внутренний цилиндр, мПа (lbf/ft²); A – площадь поверхности неподвижного внутреннего цилиндра, м² (ft²); l – длина неподвижного внутреннего цилиндра, м (feet).

Многие производители поставляют сменные торсионные пружины различной жесткости, которые позволяют использовать прибор в широком диапазоне вязкости. Коэффициенты для этих пружин имеются в их техническом описании. Следует также обращаться к техническому описанию производителя, если в приборе для восприятия момента используется устройство, отличающееся от торсионной пружины.

Пересчет угловой скорости в условную скорость сдвига.

Угловая скорость, выражаемая в радианах в секунду, преобразуется в условную скорость сдвига на поверхности неподвижного внутреннего цилиндра по следующему уравнению:

$$\dot{\gamma}_n = 2\omega / \left[1 - (R_i / R_o)^2 \right] , \quad (4.5)$$

где $\dot{\gamma}_n$ – условная скорость сдвига на поверхности неподвижного внутреннего цилиндра, с⁻¹; ω – угловая скорость вращения внешнего цилиндра, рад/с; R_i – радиус внутреннего неподвижного цилиндра, м (feet); R_o – внутренний радиус внешнего вращающегося цилиндра, м (feet).

Вычисление показателя консистенции.

Для каждой последовательности монотонно увеличивающихся скоростей сдвига выполните логарифмическую линейную регрессию степенного закона, выраженную через показатель консистенции вискозиметра:

$$\log_{10} \tau = \log_{10} K_v + n \log_{10} \dot{\gamma}_n , \quad (4.6)$$

которая имеет форму

$$y = ax + b , \quad (4.7)$$

где $y = \log_{10}(\tau)$; $x = \log_{10}(\dot{\gamma}_n)$; $b = \log_{10}(K_v)$ при 1 с^{-1} ; a – наклон линии, безразмерный; τ – напряжение сдвига, МПа (lbf/ft²); $\dot{\gamma}_n$ – условная скорость сдвига, с⁻¹.

Отрезок b , получающийся при регрессионном анализе, может быть преобразован в K_v следующим образом.

Используя логарифмы по основанию 10, получаем

$$K_v = 10^b, \text{ МПа} \cdot \text{с}^n (\text{lbf} \cdot \text{s}^n / \text{ft}^2). \quad (4.8)$$

Точность аппроксимации, т. е. коэффициент детерминации R^2 следует определить для каждого тестирования с расчетом n и K_v . Показатель K_v можно преобразовать в $\text{lbf} \cdot \text{s}^n / \text{ft}^2$, поделив на 478,8.

Расчет независящего от геометрии показателя консистенции жидкости.

Вычислите независящий от геометрии показатель консистенции жидкости K из K_v для конкретного вискозиметра:

$$K = K_v \left\{ \left[1 - (R_i/R_o)^2 \right] / n \left[1 - (R_i/R_o)^{2/n} \right] \right\}^n. \quad (4.9)$$

Показатель консистенции K_s для щели (например, трещины) может быть вычислен следующим образом:

$$K_s = K \left[\frac{2n+1}{3n} \right]^n \quad (4.10)$$

и для трубы K_p :

$$K_p = K \left[\frac{3n+1}{4n} \right]^n. \quad (4.11)$$

Измеренные реологические параметры должны соответствовать параметрам, указанным разработчиком рецептуры. При их несоответствии следует провести поиск и анализ причин.

Программа Майера использует значения K' и n' , определенные для труб. Соответствие обозначений в стандарте АНИ RP 13M ISO 13503-1 и в программе Майера следующее: $K_p \leftrightarrow K'$, $n \leftrightarrow n'$.

4.2. Исследование жидкостей для ГРП на деструкцию

Отбирается проба жидкости разрыва со скважины или готовится непосредственно в лаборатории. Отобранная проба перевозится в физико-химическую лабораторию и помещается в автоклав под пластовое давление и температуру.

Для этой цели можно использовать автоклав фирмы OFITE (США) модели 200 НРНТ. Камера прибора позволяет заложить в нее до 8 образцов размером 50×50×50 мм, создать температуру и давление, соответствующее скважинным условиям, на любое время, задаваемое исследователями. Максимально допустимая температура 400 °С, максимально допустимое давление 34,5 МПа.

Пробы выдерживаются в автоклаве в течение 24 ч. Это нормативное время для деструкции геля по рецептуре «Химеко-ГАНГ». Далее необходимо поместить эту жидкость в ротационный вискозиметр.

Прибор термостатируется в течение 30 мин при пластовой температуре, и в камере создается давление, равное пластовому. Затем проводится исследование реологических характеристик, как указано в разделе 4.1. Если полученный график зависимости напряжения сдвига от его скорости соответствует ньютоновской жидкости (получается прямая линия, проходящая через начало координат в линейных координатах), то гель разложился полностью. В противном случае деструкция геля не произошла или оказалась неполной.

4.3. Испытания скорости осаждения проппанта

Исследования скорости осаждения проппанта могут понадобиться в случае ручного ввода этого параметра в программу Майера, когда возникают сомнения в применимости заложенных в программу корреляций: например, нестандартные жидкости или условия проведения процесса, или необходимость проверки точности корреляций для применяемых жидкостей.

При проведении испытаний прозрачных или полупрозрачных жидкостей в качестве контейнера для жидкости гидроразрыва нужно использовать прозрачный цилиндр длиной не менее 1,5 фута с одинаковым по всей длине внутренним диаметром 1,75 дюйма. Освещение должно быть достаточным для того, чтобы можно было

определить, что осаждение частиц происходит без помех, вызываемых прилипанием пузырьков воздуха или нерастворимых в жидкости частиц.

При проведении испытаний непрозрачных жидкостей в качестве контейнера для жидкости гидроразрыва нужно использовать прозрачный цилиндр с плоским дном, который должен быть подвешен над зеркалом таким образом, чтобы дно цилиндра можно было свободно видеть. Этот цилиндр должен иметь длину не менее 1,5 фута при одинаковом по всей длине внутреннем диаметре 1,75 дюйма. Освещение должно быть достаточным для определения момента достижения частицей дна цилиндра. Для определения скорости осаждения в непрозрачных жидкостях нижняя часть цилиндра может быть заполнена другой, более тяжелой прозрачной жидкостью (четырёххлористым углеродом, глицерином и т. п.), не смешивающейся с исследуемой. Последнее позволяет точно фиксировать время достижения частицей поверхности раздела двух несмешивающихся жидкостей.

Примерно 500 мл жидкости нужно поместить в химический стакан, установленный в горячей водяной бане, температура которой как можно быстрее доводится до температуры тестирования. По достижении температуры тестирования жидкость переносится в приспособление для перемешивания. Контейнер перемешивающего устройства должен быть предварительно нагрет до температуры тестирования, прежде чем помещать в него испытываемую жидкость. После этого жидкость нужно подвергнуть перемешиванию в течение 30 с с частотой вращения 1000 об/мин. При этом необходимо не допускать попадания пузырьков воздуха в жидкость. Затем жидкость гидроразрыва нужно залить в предварительно нагретый цилиндр до глубины 18 дюймов для прозрачной жидкости и, по крайней мере, 13 дюймов для непрозрачных.

Проппant нужно вводить в жидкость с помощью пинцета на 1 дюйм ниже ее поверхности. При этом необходимо соблюдать осторожность, чтобы никакая пленка, которая может образоваться на поверхности жидкости, не прилипла к частице проппанта. Проппant, используемый для испытаний на скорость осаждения, может иметь покрытие из алюминиевой краски для улучшения видимости и должен обладать круглостью по Крамбейну и сферичностью не менее 0,9. В этих испытаниях следует использовать проппant двух размеров – 16/30 и 20/40 меш.

Регистрировать нужно время падения вдоль измеренного расстояния в 1 фут. Кроме того, когда это возможно, нужно отмечать время также для промежуточных точек, чтобы можно было определить, оседает ли частица с ускорением в конце пути и не оказывают ли влияние на результаты тестирования неоднородные свойства столба жидкости. Скорость осаждения частиц проппанта в футах в минуту нужно определять по данным, полученным, по крайней мере, в результате трех испытаний, причем с использованием частиц двух указанных выше размеров.

Испытания на скорость осаждения частиц проппанта следует проводить как минимум при трех температурах от 15,6 °C до температуры на забое скважины. При этом необходимо следить за тем, чтобы по всей длине цилиндра сохранялась равномерная температура.

Так как с течением времени исследуемая жидкость может изменять свои параметры, необходимо указывать время с момента приготовления жидкости, например 30 мин, или 1 ч, или 1 сут, температуру проведения испытания, непосредственно перед испытанием перемешивать образцы на лопастной мешалке, а все параллельные опыты проводить по возможности одновременно.

4.4. Методы определения коэффициента фильтрации геля

4.4.1. Оборудование

Для измерений коэффициента фильтрации геля должны использоваться фильтры-прессы, позволяющие поддерживать постоянное давление и замерять расход фильтрата. Камера фильтра-пресса должна позволять использование как естественных кернов, так и фарфоровых фильтров. Оборудование должно иметь пределы нормальной эксплуатации по давлению не менее 1500 фунтов/дюйм² ($\approx 10,3$ МПа) и по температуре 121 °C. Испытуемый керн или фильтрующий материал должны устанавливаться внутри камеры таким образом, чтобы жидкость не могла обойти их и не могла протекать по их краям. В качестве источника давления следует использовать сжатый азот, давление которого должно превышать испытательное давление. Во избежание насыщения газом жидкости гидроразрыва его можно отделить от жидкости механическим образом (например с помощью плавающего поршня).

Предпочтительно иметь керн из изучаемого пласта, однако вместо него можно использовать и другой керн с подходящей проницаемостью и сходной литологией. Керн должен быть вырезан параллельно плоскости напластования и иметь длину и диаметр не менее 1 дюйма (2,54 см). Можно использовать и искусственную пористую фильтрующую среду, обладающую сходными с естественной породой физическими свойствами и приблизительно таким же диапазоном проницаемости. Примерами таких искусственных фильтров могут быть микропористые фарфоровые фильтры SELAS класса 02, 03, 04 или 05.

Промышленность предлагает целый ряд приборов, удовлетворяющих указанным требованиям. Наиболее представительна продукция OFI Testing Equipment, Inc. (США).

Прибор для определения водоотдачи тампонажного раствора при перемешивании в динамических условиях фирмы OFITE, модель 40, показан на рис. 4.1.



Рис. 4.1. *Прибор для определения водоотдачи OFITE модель 40*

Испытательная камера прибора позволяет моделировать скважинные условия температуры и давления и определять водоотдачу тампонажного раствора по стандарту API в течение длительного периода.

Техническая характеристика

Максимальное давление, МПа (psi) 13,8 (2,000)

Максимальная температура, °C (F) 204,4 (400)

Источник давления.....Баллонный газ азот

Температурный контроль С помощью цифрового
температурного контроллера

Устанавливаемая частота

вращения лопатки, об/мин.....5...200

Два других прибора той же фирмы с аналогичными параметрами: фильтр-пресс НРНТ, модель 170-01 (рис. 4.2) и модель 171-00-С (рис. 4.3).



Рис. 4.2. Фильтр-пресс НРНТ модель 170-01

Техническая характеристика фильтр-пресса, модель 170-01

Объем ячейки, мл175

Максимальное давление, кПа (psi) 10350 (1500)

Мощность, Вт800

Габариты, см 19,1×27,9×59,7

Масса нетто, кг12,3

СО₂ картриджи заказываются отдельно и не входят в комплектацию приборов. Коробка картриджей СО₂ 10 шт.



Рис. 4.3. Фильтр-пресс НРНТ модель 171-00-С

Техническая характеристика фильтр-пресса, модель 171-00-С

Объем ячейки, мл	500
Максимальное давление, кПа (psi)	13790 (2000)
Мощность, Вт	800
Габариты, см	25,4×45,7×106,7
Масса нетто, кг	24,1

4.4.2. Методика испытания

Подготовка керна

Керн следует тщательно очистить и просушить в течение, по крайней мере, 2 ч при температуре от 93 до 105 °С. После чего его нужно остудить и взвесить в сухом виде. Затем необходимо провести насыщение керна маслом или водой в зависимости от характера жидкости гидроразрыва:

- для жидкостей на водной основе керн нужно пропитать до насыщения 2%-м раствором KCl;
- для жидкостей на нефтяной основе керн нужно пропитать чистым, профильтрованным, незакупоривающим маслом, таким, как трансформаторное;
- для эмульсионных жидкостей пропитайте керн 2%-м раствором KCl, если дисперсионной средой является вода, или чистым маслом, если дисперсионной средой является нефть.

Для того чтобы пропитать керн до насыщения, его нужно предварительно, по крайней мере, в течение 30 мин вакуумировать под давлением 1 мм рт. ст. (133,32 Па). (Для кернов с очень малой проницаемостью может потребоваться еще больше времени.) После этого залейте насыщающую жидкость до полного погружения керна. Насыщенный жидкостью керн нужно взвесить и определить объем пор, исходя из веса жидкости и ее плотности.

Поместите керн в кернодержатель. Заполните камеру жидкостью, которая использовалась для насыщения керна и создайте перепад давления в 100 фунтов/дюйм² (689 кПа). Пусть насыщающая жидкость фильтруется при комнатной температуре (25 °C) через керн под действием этого перепада давления до установления равновесной скорости потока (которая характеризуется менее чем 5%-м изменением расхода при протекании насыщающей жидкости в количестве 10-кратного объема пор). Вычислите исходя из этого установившегося расхода величину проницаемости.

Испытания на фильтрационные потери жидкости

Освободите камеру от остатков насыщающей жидкости. Если испытания на фильтрационные потери жидкости проводятся применительно к добывающей скважине, переверните керн и установите его в камере так, чтобы поток через керн шел в направлении, обратном тому, которое было описано в предыдущем параграфе. Если же испытания на фильтрационные потери жидкости проводятся применительно к нагнетательной скважине, поток через керн должен быть в том же направлении, которое было при испытаниях, описанных в предыдущем параграфе. Поместите пробу жидкости гидроразрыва в камеру фильтра-пресса. Нагрейте систему до температуры испытаний и создайте перепад давления в 1000 фунтов/дюйм² (6,895 МПа). Температура испытаний должна быть равна 51 °C (для стандартных испытаний) или соответствовать температуре на забое скважины.

Когда система достигнет температуры испытаний, откройте клапан выпуска жидкости и запишите потери фильтрата в миллилитрах (с точностью до 0,1 мл) как функции времени. Объемы следует регистрировать на 1, 4, 16, 25 и 36-й минутах. Эти данные будут затем использоваться для определения спуртовых утечек и коэффициента фильтрационных потерь жидкости C_w , либо вязкости фильтрата жидкости гидроразрыва, в зависимости от того, образует ли испытываемая жидкость в процессе фильтрации плотный слой

или нет. Если жидкость не обладает коркообразующими свойствами, тогда ее расход через керн должен приближаться к постоянной величине. Для жидкостей такого типа желательным может оказаться повторение испытаний при более низком перепаде давления, если расход через керн окажется слишком большим для удобного проведения измерений.

Расчеты

По полученным данным строится график в прямоугольных координатах. По оси ординат откладывается объем фильтрата в миллилитрах, а по оси абсцисс – время в минутах.

Если эта зависимость выражается прямой линией, проходящей через начало координат, вычисляем вязкость фильтрата по формуле [25]

$$\mu = \frac{k_1 A \Delta P}{QL}, \quad (4.12)$$

где μ – вязкость фильтрата, сП; k_1 – вычисленная проницаемость керна, Д; A – площадь торца керна, см²; ΔP – перепад давления на керне, атм; Q – расход, см³/с; L – длина керна, см.

Вычисленную по этому уравнению вязкость фильтрата можно использовать для определения контрольного коэффициента фильтрационных потерь C_v , используя для этого следующее уравнение

$$C_v = 0,0469 \sqrt{\frac{k\phi\Delta P}{\mu}}, \quad (4.13)$$

где C_v – контрольный коэффициент фильтрации, зависящий от вязкости фильтрата, фут/мин^{1/2}; k – проницаемость пласта, Д; ϕ – эффективная пористость пласта, объемная доля; ΔP – перепад давления у поверхности трещины, фунт/дюйм² (давление на забое скважины минус пластовое давление); μ – вязкость фильтрата жидкости гидроразрыва при температуре опыта, сП (определяется по формуле).

Если график объема фильтрата в зависимости от времени не выражается прямой линией, постройте график зависимости объема фильтрата в миллилитрах (ордината) от корня квадратного из времени (мин^{1/2}) (абсцисса). Придавая наибольший вес точкам, которые соответствуют 9, 16 и 25-й минутам, проведите оптимальную прямую линию через эти точки и через ось ординат. Определите

наклон m , длину отрезка, отсекаемого прямой на оси ординат при нулевом значении времени, величину C_w и мгновенные (спуртовые) утечки следующим образом [25]:

$$C_w = 0,0164 \frac{m}{a} \quad Spurt\ loss = \frac{Intercept}{a} \cdot 0,246, \quad (4.14)$$

где m – наклон кривой фильтрационных потерь жидкости, мл/мин^{1/2}; a – площадь поперечного сечения керна, см²; *Intercept* – длина отрезка, отсекаемого на оси ординат при времени $t = 0$, мл; C_w – коэффициент фильтрационных потерь жидкости, фут/мин^{1/2}; *Spurt loss* – мгновенные потери, галлон/фут².

5. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОДЫ ВДАВЛИВАНИЮ

5.1. Аппаратура

Существует множество видов твердомеров, предназначенных для определения сопротивления различных материалов вдавливанию инденторов. Различаются они в основном создаваемой испытательной нагрузкой, способом регистрации, габаритами исследуемых образцов. Поскольку числа твердости горных пород по Бринеллю находятся в пределах от 10 до 120 НВ, то необходим поиск приборов, рассчитанных на этот диапазон нагрузки. Эти значения примерно соответствуют твердости цветных металлов – алюминия, цинка, олова, свинца.

По параметрам подходят две модели прибора производства фирмы L.N. Testing Instruments Co., Ltd. (Китай): НВ-3000 и НВ-3000В.

Твердомер модели НВ-3000 – обладатель национальной серебряной медали качества. Твердомер может использоваться для определения твердости по Бринеллю закаленных и незакаленных сталей, чугуна, цветных сплавов, мягких материалов для вкладышей подшипников в соответствии с ГОСТ 9013-59, EN ISO 6508, GB 230-83 и т. д. Внешний вид прибора показан на рис. 5.1. Техническая характеристика прибора приведена ниже.

Диапазоны измерений.....	8...450 HBS, 8...650 HBW
Испытательная нагрузка, кгс (кН)	187,5; 250; 750; 1000; 3000 (1,839; 2,452; 7,355; 9,807; 29,42)
Расстояние от стола до наконечника, мм.....	230
Расстояние от центра отпечатка до корпуса, мм.....	120
Напряжение сети переменного тока, В	380
Габариты, мм	700×268×842
Масса, кг.....	210

Основные принадлежности:

– сменные столы – большой плоский, малый плоский, призматический;

– меры твердости по Бринеллю – 2 шт.;

– 20-кратный измерительный микроскоп;

– наконечники (инденторы) – шарики из закаленной стали
Ø 2,5; 5; 10 мм – по 1 шт. каждого.



Рис. 5.1. Твердомер HB-3000

Модель HB-3000В отличается тем, что оснащена электрическим переключателем испытательной нагрузки и питание осуществляется от сети переменного тока напряжением 220/110 В.

На рынке приборов имеются еще твердомеры фирмы «LTF» (Италия). Низкая испытательная нагрузка (1,5...2,0 кН) не позволяет рекомендовать приборы данной фирмы для испытаний горных пород (см. методику ниже).

5.2. Методика измерений

Методики определения твердости различных материалов (бетона, металлов, пластмасс, резины и т. п.) стандартизованы и приведены в соответствующих стандартах. В этом разделе описаны специфические требования при испытаниях горных пород, сформулированные Комиссией по методам испытаний Международного общества по механике горных пород (ISRM).

Сопротивление породы вдавливанию характеризует твердость материала горных пород. Во время испытания индентор под дейст-

вием приложенной нагрузки вдавливается в породу, образуя углубление. Испытательная машина состоит из системы нагружения, системы измерения нагрузки и системы измерения углубления.

Система нагружения.

Устройство для создания нагрузки состоит из корпуса, насоса, ползуна и плит (рис. 5.2). Система должна иметь следующие характеристики:

- возможность регулирования нагрузки, чтобы испытывать образцы различных горных пород с предельно развиваемой нагрузкой до 30 кН.

- нижняя плита, на которую устанавливается образец (в стальной оправке) должна быть плоской, верхняя плита, являющаяся индентором, должна быть конической. Коническая плита должна иметь угол конуса 60° и сферический наконечник радиусом 5 мм. Наконечник передает нагрузку на образец. Индентор должен быть выполнен из твердого материала, такого, как карбид вольфрама или закаленная сталь.

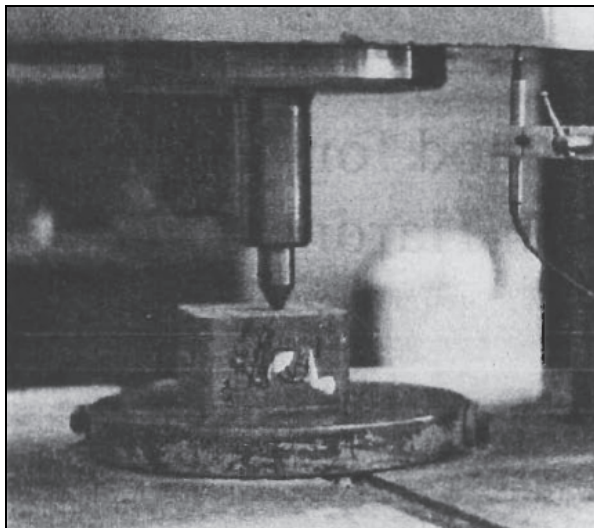


Рис. 5.2. Вид образца при испытании

Система измерения нагрузки.

Система должна измерять приложенную нагрузку F с точностью $\pm 1\%$. Система должна включать записывающее устройство. Она должна быть устойчивой к гидравлическим ударам и вибрациям, чтобы точность отсчетов выдерживалась во время испытания.

Система измерения углубления.

Перемещение индентора (углубление) должно измеряться непрерывно с точностью до 0,01 мм. Наиболее приемлема автоматическая система регистрации.

Методика испытаний

Верхняя грань испытуемого образца должна быть гладкой и свободной от неоднородностей размером в пределах 0,1 мм по всей площади. Образцы должны представлять собой круговые цилиндры или диски, вырезанные из куска породы (при этом отношение высоты к диаметру не менее чем 1:2). Куски или образцы неправильной формы с шириной приблизительно 50 мм должны быть подпилены и выровнены вдоль испытуемой поверхности.

Образцы хранятся не более 30 дней таким образом, чтобы сохранить естественное водосодержание. После их подготовки, образцы хранятся до испытания в течение 5-6 дней при температуре $(20 \pm 2)^\circ\text{C}$ и влажности $(50 \pm 5)\%$.

Дискообразный образец цементируется в стальной оправке таким образом, чтобы верх образца находился на уровне цементирующего агента перпендикулярно индентору. Цементирующий агент может представлять собой высокосортный гипс (предел прочности на сжатие 35...40 МПа), эпоксидную смолу или серу.

После того, как цементирующий агент достаточно затвердеет, испытуемый образец в корпусе помещается в испытательную машину со сферическим наконечником (см. рис. 5.2).

К образцу прикладывается вдавливающая нагрузка с такой постоянной скоростью нагружения, чтобы испытание было завершено в течение 3 мин приложения нагрузки, или же скорость возрастания нагрузки должна составлять от 0,05 до 0,15 кН/с.

Испытание продолжается, пока не образуется четкое углубление (глубина кратера до 1 мм) или нагрузка не достигнет предела 20 кН.

Каждый образец породы может быть подвергнут вдавливанию несколько раз в различных местах. Каждое вдавливание проводится на расстоянии не менее 10 мм от границы образца и от других отпечатков ранее проведенных испытаний на вдавливание. Количество испытаний на образец зависит от его размера. Общее число испытаний на один тип породы, выполненных на одном или нескольких образцах, определяется практическими соображениями, однако предпочтительно, по крайней мере, пять испытаний.

Когда образец породы сланцеватый, слоистый или просто визуально анизотропный, его следует испытывать в направлениях, параллельных и перпендикулярных плоскостям анизотропии.

Процесс вдавливания управляется электронным устройством, которое установлено на испытательной машине. Смещение индентора (углубление) может быть измерено линейным переменным дифференциальным преобразователем (LVDT). Система регистрации данных позволяет провести точную запись глубины кратера h (мм), наряду с соответствующей нагрузкой F (Н).

Анализ результатов и расчеты

Во время вдавливания можно различить три отдельные фазы. В первой существуют упругая деформация и очень тонкое дробление первоначальной поверхности породы. Во второй фазе существует дробление текстуры породы, а в третью фазу образуются осколки породы. Эти три фазы можно различить на кривой нагрузка–углубление. Упругая деформация и очень тонкое дробление представляются линейной зависимостью, дробление – «ступеньками» на кривой и откалывание кусочков породы – пиками и впадинами.

Расчеты твердости на вдавливание проводятся только для первой фазы. С этой целью анализируется график нагрузка–углубление и, при первом отклонении от линейного поведения, считаются пиковая нагрузка F (Н) и соответствующее углубление h (мм).

Твердость образца при вдавливании вычисляется путем деления максимальной нагрузки F (Н), приложенной к образцу, на площадь сечения отпечатка A (мм²):

$$HB = F/A, \text{ МПа.} \quad (5.1)$$

Поверхность отпечатка определяют по уравнению

$$A = \pi D h, \quad (5.2)$$

где D – диаметр сферического индентора (шарика), мм; h – глубина отпечатка, мм.

Если в процессе определения твердости фиксируется не глубина внедрения шарика h , а диаметр отпечатка d , то глубину внедрения можно рассчитать по формуле

$$h = \frac{D - (D^2 - d^2)^{1/2}}{2}. \quad (5.3)$$

Подставляя в уравнение (5.1), получаем известную формулу твердости по Бринеллю

$$HB = \frac{2F}{\pi D[D - (D^2 - d^2)^{1/2}]}, \text{ МПа.} \quad (5.4)$$

Отчет о результатах

Отчет должен содержать следующую информацию для каждого испытуемого образца:

- происхождение образца, включая: месторождение, номер скважины, глубину и ориентацию;
- литологическое описание породы;
- ориентация оси нагружения по отношению к плоскостям напластования, сланцеватости и т. д.;
- диаметр и высота образца;
- водосодержание и степень насыщения во время испытания;
- описание вида разрушения, т. е. имело ли место выкрашивание, скалывание, растрескивание;
- график нагрузка–углубление со значениями нагрузки и углубления, взятыми для вычисления сопротивления вдавливанию;
- значение сопротивления вдавливанию для каждого испытания вместе со средними результатами для каждого образца породы.

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ПОРОДЫ

6.1. Аппаратура

Филиал ИПЦ «Геотест» ОАО НПФ «Геофизика» выпускает плотномер шлама ПШ-1. Прибор предназначен для экспресс-определения плотности горных пород по шламу и керну. Используется для комплектации станций ГТИ и лабораторий с целью измерения плотности пород в процессе бурения поисковых и разведочных скважин при проведении геолого-технологических исследований.

Техническая характеристика прибора для определения плотности шлама (рис. 6.1) приведена ниже. К прибору прилагается методическое обеспечение. Преимуществом прибора является то, что для измерений можно использовать обломки породы, оставшиеся после выпиливания образца для испытаний на трещиностойкость.

Диапазон определения, г/см ³	1,20...2,90
Погрешность определения, г/см ³	±0,03
Размер образца породы, мм	3...7
Масса образца, г	0,5...1,0
Жидкость, заливаемая в колбу	Дистиллированная вода
Время цикла определения, мин, не более.....	5
Масса прибора, кг, не более	3,0
Габаритные размеры, мм:	
высота	460
диаметр основания	180



Рис. 6.1. Прибор ПШ-1

Полученная с помощью прибора информация может быть использована для оценки пористости горных пород по шламу и керну.

6.2. Методика измерений

Устройство и работа

Прибор для определения плотности шлама представляет собой чувствительный ареометр. Прибор (рис. 6.2) состоит из основания 14 с закрепленной в нем легкоъемной стеклянной колбой 11, заполненной жидкостью (дистиллированной водой). В воду погружен поплавок 9, в котором соосно закреплены: в нижней части – балансир 10 с грузиком 13, в верхней части – измерительный стержень 6, на конце которого установлены отсчетная шайба 2, а над ней чашка 1 для размещения образца породы при проведении взвешивания в воздухе.

Вес поплавка 9 с помощью закрепленного на конце балансира грузика 12 подбирается таким образом, чтобы при погружении поплавка в жидкость верхняя его плоскость находилась ниже уровня жидкости на 10...15 мм. На колбе 11 с помощью обоймы 7 с двумя стопорными винтами 8 закреплена каретка 4 с подвижной зеркальной, исключаящей ошибку на параллакс, шкалой 5, перемещаемой по вертикали вращением маховичка 3.

Порядок работы

Приготовьте 1000 см³ дистиллированной воды с температурой 18...20 °С.

Установите прибор (без поплавка) на стол и с помощью регулировочных винтов опор отрегулируйте уровень установки.

Залейте в стеклянный цилиндр 600 см³ дистиллированной воды.

Поместите в цилиндр с водой поплавок. Верхний край крышки цилиндра поплавок должен быть на 8...10 мм ниже уровня воды. Регулировка величины погружения поплавка производится уменьшением или увеличением массы груза.

Долейте в цилиндр дистиллированной воды с таким расчетом, чтобы ее уровень был на 15...20 мм ниже верхнего края цилиндра.

С помощью регулировочных винтов опор отрегулируйте вертикальный уровень так, чтобы стержни поплавка были параллельны стенкам цилиндра.

При налипании пузырьков воздуха к поплавку необходимо их удалить, для чего поплавку придайте вращательное движение.

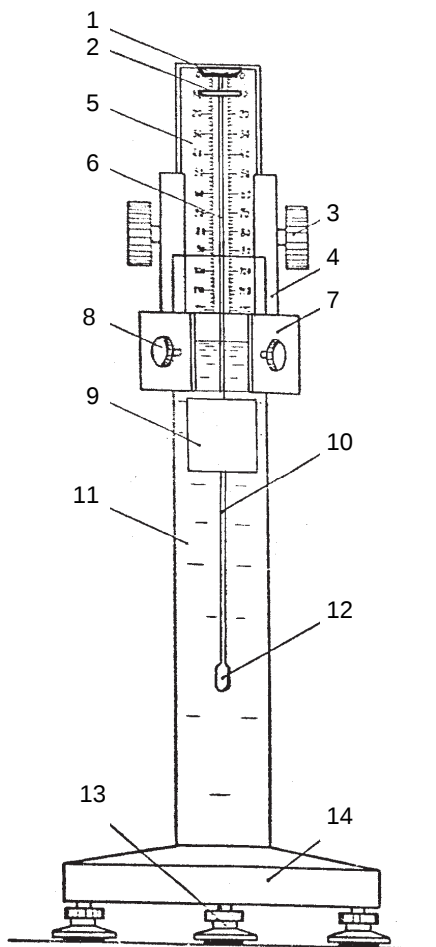


Рис. 6.2. Плотномер шлама

Установите каретку на цилиндре так, чтобы нижний край обоймы каретки был на расстоянии 55...60 мм от верхнего края цилиндра и закрепите.

Движок каретки с помощью маховичков установите так, чтобы нулевое деление шкалы совпало с отсчетной шайбой тарелки, т. е. установите «ноль» прибора.

Из пробы шлама, отмытой и очищенной от посторонних примесей, отберите 3–5 кусочков породы примерно одинаковых размеров и формы. Размер каждого кусочка должен быть $d = 3...7$ мм. Предпочтительно отбирать кусочки породы кубической формы.

Кусочки породы должны быть слегка влажными. Избыток влаги снимается фильтровальной бумагой.

Установить «нуль» прибора. Для этого предварительно протрите мягкой тканью, смоченной в спирте, поплавков и стержни прибора. Опустите поплавок в цилиндр с дистиллированной водой и погрузите его так, чтобы грузик цилиндра коснулся дна цилиндра. После всплытия поплавок установите «нуль» прибора. Если нулевое деление шкалы не совмещено с верхней плоскостью отсчетной шайбы, совместите его, как указано выше.

Осторожно пинцетом возьмите 1–3 кусочка породы и положите на верхнюю чашечку. Массу взвешиваемой породы надо выбирать такой, чтобы при взвешивании в воздухе отсчет был как можно ближе к концу шкалы (160...190 дел.).

Через 5...10 с после того, как поплавок успокоится, снимите первый отсчет l_1 , предварительно убедившись в отсутствии воздушных пузырьков на поплавке.

Снимите образец породы с чашечки, после всплытия поплавок установите «нуль» прибора и положите образец породы на крышку цилиндра поплавка.

Через 5...10 с после того, как поплавок успокоится, снимите второй отсчет l_2 . При этом на кусочках породы не должно быть пузырьков воздуха.

Поднимите осторожно поплавок и снимите кусочки породы.

Определите плотность шлама по формуле

$$\gamma_{\text{шл}} = \frac{l_1}{l_1 - l_2}, \quad \text{г/см}^3. \quad (6.1)$$

Если температура воды выше или ниже нормы (18...20 °С), необходимо ввести температурную поправку, для чего полученное значение плотности $\gamma_{\text{шл}}$ надо умножить на величину $\Delta\gamma$. Величина $\Delta\gamma$ зависит от температуры воды и берется из таблицы.

$T, ^\circ\text{C}$	$\Delta\gamma$	$T, ^\circ\text{C}$	$\Delta\gamma$	$T, ^\circ\text{C}$	$\Delta\gamma$
14	0,99927	18	0,99682	24	0,88732
15	0,99913	19	0,9984	26	0,99681
16	0,99897	20	0,99823	28	0,99626
17	0,9988	22	0,99779	30	0,99567

Для одного образца производите не менее трех определений, и искомую плотность рассчитывайте как среднее арифметическое этих измерений.

6.3. Геофизические методы

Вследствие малой глубинности метода ГГК, определение плотности пород возможно только в необсаженных скважинах. В обсаженных скважинах геофизики выходят из положения, нормируя кривые НГК по пластам с известной плотностью. Эта методика имеется в геофизических организациях, работающих с приборами АВАК-11 и ВАК-8.

Однако в настоящее время ведутся работы по изысканию способов применения метода ГГК в обсаженных нефтегазовых скважинах. В России этим занимался ГНЦ ВНИИгеосистем под руководством Е.С. Кучурина (ВНИИГИС).

Исследования параметров пластов в обсаженном стволе скважин (ABC – analysis behind casing – анализ за обсадной колонной) в последнее время активно проводятся компанией «Шлюмберже». Эти исследования приобретают особую актуальность на старых месторождениях с большим фондом скважин, когда в период разбуривания месторождения геофизические исследования выполнялись в минимальном объеме, существующие методики не позволяли давать однозначные выводы, к тому же часть геолого-геофизической информации за истекшие годы могла быть утеряна.

Для определения плотности горных пород в обсаженном стволе фирма «Шлюмберже» разработала прибор CHFD (Cased Hole Formation Density – плотность пласта в обсаженном стволе). Он представляет собой трехдетекторный зонд плотностного каротажа и способен определять плотность с точностью $\pm 0,05 \text{ г/см}^3$ при условии, что суммарная толщина цементного камня и стенки колонны не превышает 4,5 см. Величина зазора между прибором и породой (сумма толщин цементного камня и стенки колонны) контролируется с помощью прибора импульсного нейтрон-нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам APS (Accelerator Porosity Sonde – зонд пористости с генератором нейтронов). Использование надтепловых нейтронов и конструктивные особенности прибора позволяют определять водородосодержание по разрезу скважины, которое не искажено влиянием поглотителей тепловых нейтронов (Cl, B, Cd), макросечением захвата (сигма) и величиной зазора между прибором и породой.

Скорость каротажа прибором CHFD составляет 274 м/ч, вертикальное разрешение 46 см, глубина исследования 12,7 см.

7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГРП

7.1. Методы повышения проводимости трещины в продуктивной зоне

Эффективность процесса гидроразрыва средне- и высокопроницаемых пластов напрямую связана с проводимостью трещины.

Известны многочисленные методы повышения проводимости трещины, в том числе включающие соответствующий подбор размера и концентрации проппанта. Наиболее популярные подходы для улучшения характеристики закрепленной трещины включают применение проппантов высокой прочности (если прочность проппанта недостаточно высокая, напряжение смыкания разрушает проппант, создавая мелкие частицы и снижая проводимость), проппантов с зернами большого диаметра (проницаемость закрепленной трещины увеличивается как квадрат диаметра зерен), высоких концентраций проппанта для получения более широких закрепленных трещин.

Технологические жидкости, используемые при гидроразрыве с проппантом, обычно включают загуститель, например гидратируемый полисахарид, чтобы обеспечить достаточную вязкость для переноса проппанта. Остающаяся в трещине очень вязкая жидкость снижает проницаемость в закрепленном объеме, уменьшая эффективность процесса. Применение деструкторов вызывает разрушение геля, приводящее к снижению вязкости. Повышение эффективности их действия связано с капсулированными деструкторами, которые описаны в ряде патентов и публикаций. Капсулирование химического деструктора задерживает его выделение в жидкость разрыва, не допуская слишком быстрого реагирования, для того, чтобы вязкость жидкости разрыва не снизилась в ходе процесса до такой степени, что процесс не мог быть завершен. Капсулирование активного химического деструктора позволяет добавлять во время процесса гидроразрыва существенно большее его количество, что приведет к лучшему разрушению полимера в закрепленном объеме. Интенсивное разрушение полимера приводит к лучшему выносу полимера и повышает проводимость трещины.

Другие способы повышения проводимости трещины включают использование загущенных нефтей, пенных жидкостей или эмуль-

гированных флюидов. В последнее время были разработаны системы, основанные на использовании в качестве загущающего агента вязкоупругих поверхностно-активных веществ, которые не оставляют остатков, влияющих на проводимость трещины.

Также были предприняты многочисленные попытки улучшить проводимость трещины, управляя ее геометрией, например ограничивая вертикальный рост и способствуя их росту в длину. Позднее пришли к пониманию того, что для достижения высокой проводимости можно управлять размещением проппанта в трещине, меняя расход закачки, чередуя периоды закачки и остановки, а также используя в одном процессе две или более жидкостей-носителей с разными характеристиками.

Один из методов, предложенных для улучшения геометрии трещины, включает проведение процесса с периодами остановки закачки или чередующиеся последовательности закачки и излива, как описано в Пат. 3933205 США. Утверждается, что такой план закачки создает разветвленную систему трещин, которая лучше охватывает выработку пласт. За счет многократного гидроразрыва возрастает продуктивность скважины. При закачке создается трещина, затем при снижении давления в ней ниже давления разрыва путем остановки закачки и закрытия скважины происходит разрушение поверхности трещин с образованием обломков породы. Закачка возобновляется, образовавшиеся обломки перемещаются с потоком вдоль трещины, и когда прекращается, то трещина закрепляется образовавшимися обломками. В результате на острие трещины возникает «СТОП», и при следующем цикле закачки зарождается и развивается уже новая трещина. Сообщают, что в ряде скважин эффект был достигнут даже без применения проппанта.

Один из методов размещения проппанта включает закачку очень вязкой жидкости в качестве жидкости разрыва, за которой следует менее вязкая жидкость для стадий с проппантом. Эта технология используется для разрыва тонких продуктивных интервалов, где нежелателен рост высоты трещины, чтобы помочь удерживать проппант против продуктивного пласта. Метод гидроразрыва, иногда называемый «трубопроводный разрыв» (pipeline fracturing), использует повышенную подвижность менее вязкой жидкости-носителя (линейный гель), позволяющую ей протекать через существенно более вязкую жидкость разрыва (сшитый гель). Высота жидкости-носителя проппанта обычно ограничивается перфориро-

ванным интервалом. Так как перфорированный интервал охватывает продуктивный пласт, проппант будет оставаться там, где это необходимо для обеспечения проводимости трещины (проппант, который размещается в трещине выше или ниже продуктивного интервала, является неэффективным). Этот метод часто используется в случаях, где существует минимальная разность напряжений в интервалах, ограничивающих продуктивный пласт. Другой пример – ниже продуктивного пласта располагается водоносная зона и гидравлическая трещина будет прорываться в нее. Этот метод не может предотвратить распространение трещины в водоносную зону, но, возможно, не позволит проппанту попасть в эту часть трещины и удержать ее открытой (кроме того, это зависит также от песконесущей способности жидкости разрыва).

В статье G. Nitters et al. [10] сообщается о применении технологии двухступенчатого гидроразрыва пласта (*settle frac*, или *dual-hydraulic-fracturing technique*). Эта технология снижает осаждение проппанта, которое неблагоприятно воздействует на результаты гидроразрыва вследствие неконтролируемого роста высоты трещины. Чем больше вертикальный рост трещины, тем меньше рост в боковом направлении, что часто приводит к снижению коэффициента увеличения дебита. Кроме того, рост вниз часто увеличивает опасность прорыва воды. В течение ряда лет многие исследователи предлагали ограничивать вертикальный рост трещины размещением искусственных барьеров для распространения трещины. Лабораторные эксперименты и компьютерное моделирование показали, что на осаждение и размещение проппанта можно влиять расходом закачки и темпом увеличения его концентрации. Проектирование процесса с изменением расхода во время закачки имеет ряд сложностей, поэтому многие фирмы предпочитают процессы в один цикл с постоянным расходом. Чтобы улучшить заполнение трещины у перфораций, рекомендуется использовать искусственный барьер, называемый «осажденная трещина» («*settle fracture*»), чтобы вызвать «СТОП» в конце цикла с постоянным расходом. Если создается осажденная трещина перед основным циклом закачки с аналогичным, но быстро распадающимся флюидом, закачиваемым с тем же самым расходом, как и при основном цикле, симулятор показывает, что проппант будет быстро осаждаться на дне трещины, образуя искусственный барьер. После создания осажденной трещины, в свою очередь, может быть промоделирован основной цикл.

В соответствии с Пат. 6776235 (США) продуктивность скважины увеличивается при последовательной закачке в нее чередующихся стадий жидкостей разрыва, имеющих контраст в их способности переносить закрепляющие агенты, чтобы улучшить размещение проппанта, или имеющих контраст в количестве переносимых закрепляющих агентов. Закрепленные трещины, полученные по этому процессу, имеют структуру, характеризуемую рядом скоплений проппанта, разбросанных вдоль трещины. Другими словами, скопления образуют островки, которые удерживают трещину открытой на всем протяжении, однако образуют множество каналов, по которым могут двигаться пластовые жидкости. Пример использования изобретения: в качестве двух чередующихся при закачке жидкостей выступают вязкоупругое поверхностно-активное вещество и жидкость на полимерной основе. Кроме того, разница в скорости осаждения проппанта достигается также чередованием разных скоростей закачки, что тоже динамически изменяет скорость осаждения проппанта в трещине. Другими словами, изобретение заключается в чередовании последовательности первой жидкости, имеющей низкую скорость осаждения, закачиваемой с первым расходом, и второй жидкости, имеющей большую скорость осаждения и закачиваемой с более низким расходом. Расход закачки можно варьировать, чтобы управлять скоростью осаждения проппанта. Как вариант, могут чередоваться стадии, содержащие проппант, и стадии без проппанта.

Увеличение закрепленного объема трещины путем закачки с остановками предложено в Пат. 2055172 и 2164290 РФ. Суть способов заключается в том, что закачивают жидкости разрыва с расходом, обеспечивающим создание и развитие трещины. Затем расход уменьшают до величины, при которой происходит смыкание трещины, и с этим расходом закачивают суспензию жидкостеносителя с проппантом в колонну насосно-компрессорных труб. Затем увеличивают темп закачки, так что трещина вновь открывается, и закачкой продавочной жидкости вытесняют суспензию в трещину. Сообщается, что такой процесс приводит к увеличению проводимости трещины.

При одинаковых времени закачки и объеме закачанной жидкости размеры создаваемых трещин при разных режимах закачки оказываются разными. Так, в работе О.П. Алексеенко и А.М. Вайсмана [13] проведено сравнение стандартного режима с постоянным

расходом и режима, обеспечивающего постоянную скорость роста трещины (с возрастающим расходом закачки к концу процесса). Показано, что во втором случае размеры образованной трещины оказываются больше.

Следует отметить, что все технологии, в которых осуществляется либо циклическая закачка, либо закачка с переменным во времени расходом, в основном направлены на решение проблемы улучшения размещения проппанта в трещине.

Рассмотренные примеры показывают перспективность применения нестационарных процессов закачки при гидроразрыве пластов. Особенности, которые возникают при проектировании таких процессов с помощью программ Майера, заслуживают внимания и должны быть рассмотрены.

7.2. Переход от устьевого графика закачки к забойному

В режиме Input обычно составляется устьевой график закачки, который программа MFrac затем автоматически преобразует в забойный. Забойный график закачки является основным в программе и по нему производится расчет развития трещины.

Если в графике закачки присутствуют стадии с нулевым расходом, то в процессе преобразования MFrac присоединяет их к предыдущей стадии с ненулевым расходом. Продолжительность стадий с нулевым расходом в отчетном документе (на забойном графике закачки) показывается равной нулю. Расход стадии при этом становится меньше, так как объем закачки сохраняется, а время объединенной стадии увеличивается. При рассмотрении проекта ГРП это наводит на мысль об искажении графика закачки при пересчете от устьевого на забойный.

В случае циклической закачки с остановками, зная про существование такого явления, не следует обращать внимание на Bottomhole Schedule в отчете программы MFrac. Надо в меню Plot выбрать пункт Input Treatment Schedule и посмотреть график там. Горизонтальные участки графика покажут стадии остановки закачки. Они совпадают с заданными стадиями остановки. Нажатием на кнопку Edit Mode можно перевести этот график в режим редактирования. Таблица же в Report лишь вводит в заблуждение неискушенного пользователя.

Последняя ненулевая стадия на устьевом графике закачки должна точно совпадать с объемом скважины и не содержать про-

ппанта. Только тогда программа Майера правильно произведет пересчет на забойный график. В противном случае количество проппанта, прошедшее через забой скважины, окажется меньше количества, прошедшего через устье. Расход последней стадии на забойном графике при этом изменится в сторону уменьшения, независимо от того, объем последней стадии больше или меньше объема скважины. За последней ненулевой стадией можно включать стадию с нулевым расходом, если есть необходимость моделировать смыкание трещины.

7.3. Переход от забойного графика закачки к устьевому

Проектирование процесса рекомендуется начинать в режиме «Автопроектирование». При этом задаются определенные критерии и граничные значения, используя которые программа выдает график закачки, удовлетворяющий условиям «СТОП», или наоборот, не допускающий «СТОП», в зависимости от того, какой процесс был задан. Поскольку в полученном графике не отражаются существенные параметры скважины (объем скважины, степень заполнения, тип жидкости заполнения и продавки), а также в выходных результатах отсутствуют некоторые разделы, данный график является промежуточным. Он решает основную задачу – определение числа стадий закачки и распределение проппанта и жидкости по стадиям.

Например, раздел Wellbore Hydraulics Solution появляется в отчете только тогда, когда установлена опция Input Treatment Design. Если установлена опция Auto Design, то указанный раздел в отчете отсутствует. Также исчезает (высвечивается блеклым цветом, становится недоступен) пункт Wellbore Hydraulics в меню Plot. Таким образом, в режиме Auto Design невозможно узнать требуемую гидравлическую мощность, так как в этом режиме она не вычисляется.

Поскольку автоматически спроектированный график закачки сохраняется, его можно использовать. Для этого следует переключиться в режим «Входные данные» (Input) в окне «Варианты данных» и затем открыть окно «План обработки» (Treatment Schedule). В этом окошке нажать кнопку Import FOD, и таблица будет заполнена сгенерированным графиком. Его следует доработать с учетом

дополнительных параметров, возможно с применением графического редактирования, и затем провести моделирование (Run). В выходных данных появятся все разделы, в том числе и по гидравлической мощности. Переход от забойного графика закачки к устьевому в программе MFrac не предусмотрен, тем не менее в нем ощущается необходимость. Например, мы получаем план закачки для процесса Frac-Pack в режиме автопроектирования. Результатом является забойный план с переменным расходом, снижающимся к концу процесса, в котором отсутствует стадия закачки жидкости, заполняющей ствол скважины. Последняя стадия в режиме автопроектирования содержит проппант, который должен закачиваться с указанным расходом. Но при этом с поверхности с этим же расходом должна закачиваться жидкость продавки. Просто приписать в начало плана стадию заполнения скважины и затем переместить ее в конец (при переходе к плану закачки с устья) не удастся, так как расход закачки меняется во времени.

При закачке с постоянным расходом проблем с пересчетом планов закачки с устья на забой и наоборот не возникает, любую конечную стадию в объеме скважины, не содержащую проппанта, можно переместить в начало и наоборот, поменяв при этом название (продавка – заполнение скважины).

Программа Майера пересчитывает только план закачки с устья в план с забоя, и притом с постоянным расходом. Для расширения функциональных возможностей этой программы необходима разработка методики, позволяющей осуществить обратный переход и обрабатывать план закачки с меняющимся расходом.

Дадим математическую формулировку задачи. Пусть закачиваемая смесь состоит из нескольких объемов V_i , которые различаются между собой по физическим свойствам (тип жидкости, содержание проппанта и т. д.). Имеет место соотношение $\sum V_i = V_{\text{общ}}$, где $i = 1, \dots, n$, n – число объемов (компонент) неоднородной жидкости.

Нужно закачать ее в k стадий, причем каждая стадия имеет свои расход q_j и продолжительность t_j , $j = 1, \dots, k$. На числа n , k не накладывается никаких ограничений. Имеет место соотношение $\sum q_j t_j = V_{\text{общ}}$.

Зависимость расхода закачки от времени приведена на рис. 7.1.

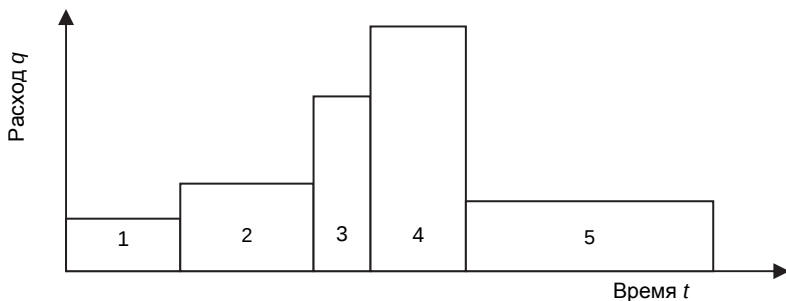


Рис. 7.1. Зависимость расхода от времени: 1–5 – номера стадий

Через забой скважины компоненты смеси проходят в порядке, представленном на рис. 7.2, *а*, а через устье – в порядке, представленном на рис. 7.2, *б*. Косой штриховкой выделен объем заполнения скважины, точками – объем жидкости продавки. Через устье скважины порядок прохождения отличается тем, что начальная и конечная компоненты становятся другими. При переходе от забойного к устьевому плану закачки начальная компонента (заполнение скважины) 1 удаляется, и первой проходит через сечение компонента 2 (см. рис. 7.2, *б*). Вместо удаленной компоненты добавляется смесь другого состава и равного объема, но в последнюю очередь (жидкость продавки). При переходе от устьевого плана закачки к забойному удаляется жидкость продавки, однако вместо нее закачка начинается с жидкости заполнения скважины.

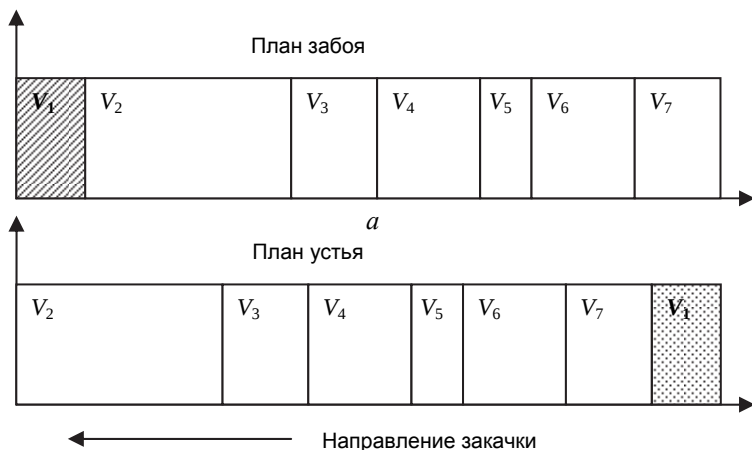


Рис. 7.2. Шкала объемов закачиваемой смеси: 1, 2, 3 и т. д. – номера компонент смеси

Другими словами, в одном сечении скважины необходимо учесть жидкость продавки, в другом сечении – жидкость заполнения скважины. Расход через оба сечения трубы в каждый момент времени один и тот же, поскольку предполагаем жидкость несжимаемой (т. е. случай пенного разрыва не рассматривается). Общие объемы смеси, прошедшей через оба сечения трубы, также одинаковы, отличаются только порядком прохождения объемов с разным составом. Зная зависимость расхода от времени, необходимо получить планы закачки неоднородной смеси через оба сечения.

При этом целесообразно решить задачу, не создавая новых специфических программных продуктов, а на уровне продвинутого пользователя ПК, используя все возможности имеющегося софта. Так как в программе Майера предусмотрены импорт и экспорт планов закачки в Excel, то целесообразно использовать именно эту программу.

Анализ ситуации показал, что задача решается достаточно просто, если выразить расход не в функции времени, а в функции объема смеси. Исходными в методе являются две таблицы. В одной заданы тип флюида, тип проппанта, концентрация в зависимости от накопленного объема закачки (общего объема смеси, диапазон A2:K12). В другой – расход закачки также в зависимости от накопленного объема закачки (диапазон M2:N12). Объединяя их в один диапазон и проводя сортировку по накопленному объему закачки, а затем группировку получившихся мелких стадий, получаем требуемый план закачки. Последовательность операций покажем на конкретном примере перехода к забойному плану закачки (рис. 7.3).

Копируем диапазон A2:K12 вниз, начиная с A17, где будем компоновать измененный план закачки. Переносим стадии продавки из конца таблицы в ее начало. По объему смеси стадии просчитываем накопленный объем. Преобразуем формулы в значения.

Справа от рабочей таблицы резервируем еще одну колонку «Производная» (L17:L34), которая понадобится в будущем при объединении стадий. Создаем вспомогательную таблицу зависимости концентрации проппанта от общего объема смеси, используя колонки «Конц. проппанта, до», «Общий объем смеси» (M17:N26).

Колонку «Расход смеси» заполняем ссылками на нижележащие ячейки, очищаем колонки «Объем жидкости стадии» и «Время стадии». Приписываем снизу к колонкам «Расход смеси» и «Общий объем смеси» соответствующие значения из таблицы плана

зачаки. Колонки «Тип флюида» и «Тип проппанта» заполняем ссылками на нижележащие ячейки. В последнюю строчку пишем не ссылку, а непосредственно копируем тип жидкости и проппанта, а также его концентрацию из последней стадии таблицы компонент жидкости. Заполняем колонку «Номер стадии» натуральными цифрами. Эта колонка нужна, чтобы можно было вернуть исходное расположение информации.

Microsoft Excel - Промышлен

ФайлВставкаВыходСервисДанныеОформлениеСправка

100%

Английский

Г41

=SUM(BOBYSHI*G\$G\$18*F\$F\$34,СЧЕТЕСТОВ(\$F\$18*G\$G\$34,">=0.11"))

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	План устьевой													
2	Расход смеси	Объем жидкости стадии	Время	Тип флюида	Тип проппанта	Конц. проппанта, от	Конц. проппанта, до	Козф. засорения	Общий объем смеси	Номер стадии	Объем смеси в стадии	Расход	Навес	
3							0	0	0	18	1	18	1.2	18
4	1.2	18	15	G340		0	0	0	18.0244	2	1.0244	2.4	19.024	
5	2.4	1	0.426846	G340	B163	0	150	0	23.3176	3	4.2932	2.4	23.317	
6	2.4	4	1.78882	G340	B163	150	300	0	30.6557	4	7.3881	2.4	30.655	
7	2.4	6.4	3.05755	G340	B163	300	600	0	34.3396	5	3.6841	2.4	34.339	
8	2.4	3	1.53502	G340	B163	600	800	0	36.8675	6	2.5277	2.4	36.867	
9	2.4	1.8	0.969874	G340	B163	800	1000	0	38.5235	7	1.856	2.2	38.523	
10	2.2	1.4	0.843653	G340	B163	1000	1000	0	40.5235	8	2	1.8	40.523	
11	1.8	2	1.11111	V100		0	0	0	46.6443	9	6.1208	1.5	46.644	
12	1.5	6.1208	4.08053	V100		0	0	0						
13														
14														
15														
16														
17	План рабочий													
18	Расход смеси	Объем жидкости стадии	Время	Тип флюида	Тип проппанта	Конц. проппанта, от	Конц. проппанта, до	Козф. засорения	Общий объем смеси	Номер стадии	Объем смеси в стадии	Расход	Навес	
19	1.2	1	1.866667	V100		0	0	0	2	1	2	1.2	2	
20	1.2	5	1.00087	V100		0	0	0	6.1208	1	6.1208	1.2	6.120	
21	1.2	8	2.32687	G340		0	0	0	18	2	9.6792	1.2	9.679	
22	2.4	0	0.426833	G340		0	0	0	19.0344	2	1.0344	2.4	19.034	
23	2.4	1	1.788833	G340		0	0	0	23.3176	3	4.2932	2.4	23.317	
24	2.4	1	1.869	G340		0	0	0	26.1208	2	2.61208	2.4	26.120	
25	2.4	0	0.426833	G340	B163	0	150	0	27.1452	3	1.0244	2.4	27.145	
26	2.4	1	1.462708	G340	B163	150	272.653296	0	30.6557	4	3.5109	2.4	30.655	
27	2.4	0	0.326125	G340	B163	272.653296	260	0	31.4394	4	0.7027	2.4	31.439	
28	2.4	1	1.268917	G340	B163	300	418.616536	0	34.3396	5	2.9914	2.4	34.339	
29	2.4	0	0.969875	G340	B163	418.616536	513.776771	0	36.8675	5	2.5277	2.4	36.867	
30	2.2	0	0.643656	G340	B163	513.776771	589.656723	0	38.5235	5	1.856	2.2	38.523	
31	1.8	0	0.140956	G340	B163	589.656723	600	0	38.7705	5	0.253	1.8	38.770	
32	1.6	0	0.970556	G340	B163	600	694.330808	0	40.5235	6	1.747	1.6	40.523	

Г41

=SUM(BOBYSHI*G\$G\$18*F\$F\$34,СЧЕТЕСТОВ(\$F\$18*G\$G\$34,">=0.11"))

Готово

18.01

Рис. 7.3. Вид окна Excel

Сортируем колонки таблицы от «Расхода смеси» до «Номера стадии» включительно по возрастанию значений в колонке «Общий объем смеси». Копируем таблицу саму в себя, только значения. Удаляем дублирующие строки с одинаковым общим объемом смеси и более высоким номером стадии. Дублирование появляется там, где точки изменения расхода совпадают с точками изменения типа флюида и проппанта.

Путем линейной интерполяции заполняем стадии с проппантом в колонках «Конц. проппанта, от», «Конц. проппанта, до». Для интерполяции используем ранее подготовленную вспомогательную таблицу, где аргументом является «Общий объем смеси», а

функцией – «Конц. проппанта, до» (M17:N26). Наиболее удобно интерполировать с использованием бесплатной надстройки XLXtrFun.xll, которую можно скачать с сайта www.xltrfun.com. Надстройка предоставляет функции, осуществляющие линейную, параболическую и сплайновую интерполяции. Работа с этими функциями ничем не отличается от работы с обычными встроенными функциями Excel. Кроме того, в надстройке имеется ряд других полезных функций, например производные.

При интерполяции необходимо установить абсолютные адреса для таблицы аргументов и функций, нажав F4.

Высчитываем для всех стадий «Объем смеси в стадии», используя колонку «Общий объем смеси». Для стадий с проппантом вычисляем наклон ramпы, деля разность «Конц. проппанта, до» и «Конц. проппанта, от» на «Объем смеси в стадии». Результаты пишем в колонку «Производная».

Копируем таблицу саму в себя, только значения.

Далее нужно решить, как объединить множество получившихся мелких стадий в более крупные. Здесь может быть два подхода. Первый подход по Майеру, когда допускается группирование стадий с разным расходом. Для стадий с проппантом сохраняется исходная разбивка. Общее число получившихся стадий при этом будет совпадать с числом исходных стадий (плюс-минус одна стадия), однако для некоторых стадий будет указан средний расход смеси, а не фактический по плану закачки. Второй подход, рекомендуемый нами, не допускает группировки стадий по расходу смеси. Это более точный график, однако и число стадий получается несколько больше. Принятие той или иной концепции группирования, очевидно, зависит от целей исследования.

Помечаем стадии повторяющимися номерами в колонке «Номер стадии». Например, строки 4, 5 и 6 помечаем цифрой 3, указывая, что из них будет сформирована третья стадия. Принцип объединения довольно прост. Для стадий без проппанта – это с одинаковым расходом смеси, одинаковым типом флюида. Для стадий с проппантом – также с одинаковой производной.

Убираем строки с одинаковым накопленным объемом (они пришли из таблицы расходов). Это означает, что граница изменения типа флюида совпала с границей изменения расхода.

Ниже рабочей таблицы начинаем формировать выходную таблицу. Копируем заголовок таблицы, колонку «Номер стадии» за-

полняем порядковыми номерами сформированных стадий (рис. 7.4, диапазон A37:K45).

В первую ячейку колонки «Время стадии» пишем формулу

$$=СУММПРОИЗВ((\$J\$18:\$J\$34=J38)*\$C\$18:\$C\$34), \quad (7.1)$$

где $\$J\$18:\$J\34 – диапазон с номерами объединяемых стадий в рабочей таблице; J38 – ячейка, содержащая номер стадии в выходной таблице; $\$C\$18:\$C\34 – диапазон, содержащий значения времени стадий в рабочей таблице.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
34		1.6		1.237333 (G34)	B163		1000		1000		0	46.6443	8	1.856
35														
36														
37														
38														
39														
40														
41														
42														
43														
44														
45														
46														
47														
48														
49														
50														

Рис. 7.4. Пересчитанный план заправки

Аналогичную формулу (но с диапазоном в рабочей таблице, содержащем объемы смеси в стадии) пишем в первую ячейку колонки «Объем смеси в стадии».

В первую ячейку колонки «Тип флюида» заносим формулу

$$=ИНДЕКС(\$D\$18:\$D\$34;ПОИСКПОЗ(J38;\$J\$18:\$J\$34;0)), \quad (7.2)$$

где $\$D\$18:\$D\34 – диапазон с типом флюида в рабочей таблице; J38 – ячейка с номером стадии в выходной таблице; $\$J\$18:\$J\34 – диапазон с номерами стадий в рабочей таблице.

Аналогичные выражения (заменяя соответствующие диапазоны) заносим в первую ячейку колонки «Тип проппанта» и «Конц. проппанта, от».

В первую ячейку колонки «Конц. проппанта, до» пишем формулу

$$=НАИБОЛЬШИЙ(\$G\$18:\$G\$34;СЧЁТЕСЛИ(\$J\$18:\$J\$34;">"&J38)+1), \quad (7.3)$$

где $\$G\$18:\$G\34 – диапазон с «Конц. проппанта, до» в рабочей таблице; $\$J\$18:\$J\34 – диапазон с номерами стадий в рабочей таблице; J38 – ячейка с номером стадии в выходной таблице.

Аналогичное выражение с соответствующим диапазоном заносим в первую ячейку колонки «Общий объем стадии». Энергичным движением мыши распространяем эти формулы до конца выходной таблицы.

Подсчитываем значения в колонке «Объем жидкости стадии» выходной таблицы по формуле

$$V_{\text{ж}} = \frac{V_{\text{см}}}{1 + \frac{C_{\text{min}} + C_{\text{max}}}{2 \cdot \rho_{\text{п}}}}, \quad (7.4)$$

где $V_{\text{ж}}$ – объем жидкости стадии; $V_{\text{см}}$ – объем смеси стадии; C_{min} – концентрация проппанта, от; C_{max} – концентрация проппанта, до; $\rho_{\text{п}}$ – плотность проппанта (из базы данных Майера, только не ошибиться в размерности).

Если мы не объединяли стадии с разным расходом, то время стадии можно не подсчитывать, при импорте оно определится автоматически. Расход смеси можно в этом случае перенести в выходную таблицу по такой же формуле, как и «Тип флюида». Если при объединении руководствовались принципом Майера, то время стадии подсчитывать обязательно, как указано выше. В этом случае средний расход по стадиям в выходной таблице будет рассчитываться делением «Объема смеси в стадии» на «Время стадии». Окончательно все формулы превращаем в значения.

Переписываем полученный план закачки в другую книгу (в левый верхний угол), удаляем все листы, кроме одного, на котором таблица. Сохраняем в формате Excel 4.0. Таблица готова к импорту. Наличие на листе двух таблиц – рабочей и выходной удобно тем, что получив один раз рабочую таблицу, можно просчитать несколько разных вариантов группировки стадий, при этом изменения в рабочей таблице коснутся лишь значений в колонке «Номер стадии».

По указанному алгоритму были проведены расчеты с одного плана на другой, в прямом и обратном направлениях. Выполнение алгоритма привело в точности к тому же самому исходному плану. Кроме того, была проведена проверка с помощью программы MFrac. Составили проект ГРП по забойному плану закачки, затем конвертировали его в устьевой и по нему снова составили проект. Сопоставление графика процесса и параметров трещин с помощью программы MView показало их идентичность.

Все вышеописанное позволяет рекомендовать разработанный алгоритм к применению в практике гидравлического разрыва пласта, в частности, для получения плана закачки с устья по плану, рассчитанному с использованием автопроектирования для процесса Frac-Pack.

7.4. Советы и замечания по проектированию

1. Программа MFrac считает до тех пор, пока трещина не сомкнется на проппант. Затем происходит останов счета. Поэтому перерывы в закачке не должны превышать времени смыкания трещины. Иначе счет дальше не пойдет. Если в конце плана закачки есть стадия с нулевым расходом, то счет также остановится, когда трещина сомкнется.

2. Средняя концентрация в трещине (и продуктивной зоне) должна быть больше, чем установлена величина «Minimum Concentration/Area for propped Frac». Если там установлено, например, 10 кг/м², а по расчету получается 2...3 кг/м², то закрепленная длина трещины в отчете устанавливается равной нулю, а также нулевой будет проводимость трещины.

3. Каждый интервал в инклинометрических данных с разными зенитными углами на концах программа Майера аппроксимирует дугой окружности. Если зенитные углы на концах равны, то аппроксимация осуществляется отрезком прямой. Поэтому если профиль скважины получается слишком волнистый, то целесообразно уменьшить число точек на профиле. Рекомендуем оставить лишь контрольные точки (т. е. точки, разделяющие интервалы набора кривизны, стабилизации зенитного угла, спада зенитного угла) и точки, разделяющие интервалы изменения кривизны ствола, возникающие в процессе бурения скважины (точки перегиба траектории). Эти точки не обязательно будут равноотстоящими по глубине.

4. Фракция нереакционно-способных частиц – это содержание глины в твердой фазе породы. Определим объемную глинистость и пористость:

$$C_{\text{гл}} = \frac{V_{\text{гл}}}{V_0}; \quad m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_0}, \quad (7.5)$$

где $V_{\text{гл}}$ – объем глинистого материала в породе; $V_{\text{пор}}$ – объем пор породы; V_0 – общий объем породы.

Тогда

$$1 - m = \frac{V_{\text{ТВ}}}{V_o}, \quad (7.6)$$

где $V_{\text{ТВ}}$ – объем твердой фазы породы. Отсюда фракция нереакционно-способных частиц

$$Fr = \frac{V_{\text{ГЛ}}}{V_{\text{ТВ}}} = \frac{C_{\text{ГЛ}} \cdot V_o}{(1 - m) \cdot V_o} = \frac{C_{\text{ГЛ}}}{1 - m}, \quad (7.7)$$

т. е. объемную глинистость надо поделить на $(1 - m)$.

Total Volume Void учитывает в объеме как пористость, так и объем глины (нереакционно-способных частиц) в породе:

$$\text{Total Vol. Void} = \frac{\text{Rock Vol. Dissolved}}{(1 - m)(1 - Fr)}. \quad (7.8)$$

Но

$$1 - Fr = 1 - \frac{C_{\text{ГЛ}}}{1 - m} = \frac{1 - m - C_{\text{ГЛ}}}{1 - m}. \quad (7.9)$$

Отсюда

$$\text{Total Vol. Void} = \frac{\text{Rock Vol. Dissolved}}{1 - m - C_{\text{ГЛ}}}. \quad (7.10)$$

5. Относительно текстовых файлов с расширениями .prn, .csv, .txt. В программе Майера нет средств для обработки колонок данных. Можно только работать с отдельными значениями и строками. Иногда возникает необходимость объединить колонки с данными, причем так, чтобы нулевые значения одной колонки заменить значащими цифрами из соседней колонки, т. е. попросту сложить колонки и результат поместить на место первой колонки. Это можно проделать в любой нортоноподобной программе, например в FARE. Выделяем блок данных, включающий несколько колонок, и сдвигаем его на расстояние, равное числу позиций в колонке, вправо или влево. Вытесненную колонку устанавливаем на освободившееся место, также выделив и передвинув куда следует. Сохраняем в редакторе под новым именем, нажав Shift-F2. Все легко и быстро.

6. В программе Майера инклинометрия рассчитывается в градусах или радианах, причем используются десятичные дроби. А обычно данные инклинометрии даются в градусах и минутах. Поэтому дробную часть при вводе в программу MFrac нужно умножать на 1,67, чтобы минуты перевести в сотые доли.

7. В первую очередь в программу MFrac нужно вводить инклинометрические данные (вкладка «Deviation» на панели «Wellbore Hydraulics»), затем данные по скважине и уже потом все остальное. При такой последовательности ввода становится возможным использовать поля «BHP Reference Depth» как калькулятор для пересчета глубин по стволу в вертикальные глубины и наоборот. Это свойство является очень ценным, поскольку все отметки пластов и интервалов перфораций (на каротаже, в промысловых данных) задаются по стволу (MD), а в программу MFrac нужно вводить истинные вертикальные глубины (TVD). Указанная возможность появляется лишь при условии, что введены данные инклинометрии. Их всегда надо вводить в самую первую очередь! Иначе мы вынуждены самостоятельно рассчитывать удлинения и пересчитывать глубины, что трудоемко и что, естественно, не вызывает положительных эмоций.

8. Программа Майера не позволяет задавать составную обсадную колонну из труб одинакового диаметра, но с разной толщиной стенки. Трубы обязательно должны вставляться одна в другую. Если это не так, колонна должна состоять из труб одного типоразмера.

9. Файлы с расширением .LAS (Log ASCII Standard), поступающие из разных источников, часто имеют разную кодировку, что вызывает трудности чтения при открытии их обычным набором служебных программ (NotePad, WordPad). Для их чтения рекомендуется использовать программу TextViewer, имеющую удобную возможность переключения кодировки.

10. При использовании материалов исследований прибором ВАК-8 для коллекторов, вскрытых перфорацией (т. е. пласт эксплуатируется), необходимо использовать фактические пластовые давления, для неколлекторов и коллекторов, не вскрытых перфорацией, – рассчитанные по данным геофизиков.

11. Если возникает необходимость открыть в программе Майера файл с расширением .wk4, его следует преобразовать в Excele в формат .rpm с разделителем пробел. При этом сохранить страницу «Обработка».

12. При проектировании процессов с меняющимся по стадиям расходом смеси часто выскакивают сообщения: BC30RTL.DLL row: DOMAIN error. Компонент динамически связываемой библиотеки BC30RTL.DLL (Borland C++ ver. 3.0 Runtime Library) на-

ходится в каталоге WINDOWS\SYSTEM и содержит программы вычисления математических функций, в том числе и функции возведения в степень row. Row – это X в степени Y . Сообщение возникает, если аргументы функции выходят за пределы области определения (DOMAIN – область определения). Например, если X – отрицательно, а Y – нецелое, или X равен нулю, а Y – меньше или равно нулю. Почему такие значения получаются в программе Майера, остается загадкой. Надо играть величиной Slurry Rate.

13. Рекомендуется просматривать папку WINDOWS/TEMP и удалять из нее все временные файлы.

14. Необходимо сказать несколько слов о переводе обозначений стадий закачки в новой версии Mfrac. Эти обозначения таковы:

В оригинале	В трактовке переводчика (по тексту)	Перевод на рисунках
None (blank)	Никакая (без записи)	
Prepad	Предварительная продавка	До набивки
Pad	Продавка	Набивка
Slug (proppant slug)	Пачка (пачка проппанта)	Закупорка
Prop (proppant)	Проппant	Проппant
Acid	Кислота	Кислота
Flush	Промывка	Промыв
Shut-in	Закрытие	Закрытие
Flowback		Обратный поток

Замечания по сути:

Первая составная часть жидкости, нагнетаемой внутрь трещины, называется prepad. Это жидкость низкой вязкости и не содержит проппанта (заполнение скважины).

Следующей составной частью является pad. Эта жидкость имеет более высокую вязкость, чем prepad, но все еще не содержит проппанта (гель, жидкость разрыва).

Закрепляющий агент вводится в смеси slurry.

Продавкой именуется стадия flush: заключается в вытеснении последней порции технологической жидкости с проппантом (proppant-laden slurry) из скважины в трещину.

Пробная пачка проппанта – это slug.

15. Следует также обратить внимание на значение эффективности трещины. В свое время Нольте (1986 г.) представил метод оцен-

ки оптимального объема жидкости разрыва на основе эффективности жидкости. Он установил, что доля жидкости разрыва (PAD) в общем объеме закачанной жидкости составляет $(1 - \eta)^2 + f_c$, где η – эффективность трещины, f_c – поправочный коэффициент, примерно равный 0,05 или менее, в зависимости от эффективности. Таким образом, величину $f_{\min} = (1 - \eta)^2$ можно рассматривать как нижнюю границу доли жидкости разрыва в объеме закачанной смеси. Позднее было получено другое выражение, которое можно рассматривать как верхнюю границу: $f_{\max} = \frac{(1 - \eta)}{(1 + \eta)}$. Объем жидкости разрыва

определяется через объем закачки следующим образом: $V_{pad} = f_{pad}V_i$, где $f_{\min} < f_{pad} < f_{\max}$, а V_i – общий объем закачанной смеси. Эту рекомендацию следует учитывать при проектировании ГРП. Ниже приведен график зависимости f_{pad} от η (рис. 7.5).

Полученное выражение можно использовать для оценки объема геля, необходимого для закачки заданной массы проппанта.

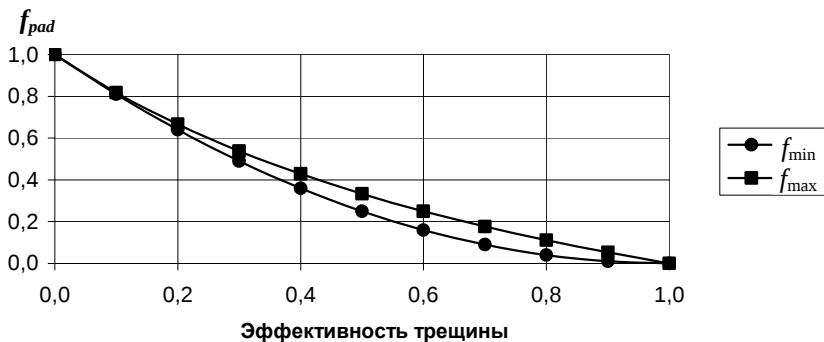


Рис. 7.5. Доля жидкости разрыва в объеме закачки

16. По Майеру в режиме автопроектирования необходимо задать либо длину трещины, либо объем смеси. Однако на практике принято за исходный параметр проектирования брать массу проппанта. Поэтому возникает необходимость пересчета массы проппанта в объем геля.

Если долю PAD определять по формуле Нольте, то доля объема жидкости, с которой будет смешан проппант, составит

$$f_{prop} = 1 - f_{pad} = 1 - \frac{1 - \eta}{1 + \eta} = \frac{2\eta}{1 + \eta}. \quad (7.11)$$

Обозначим начальную минимальную концентрацию проппанта $C_{\min}$, а конечную максимальную – $C_{\max}$. Тогда при условии линейного возрастания концентрации её среднее значение составит (в единицах массы на объем жидкости, как принято в программе Майера):

$$C_{\text{cp}} = \frac{C_{\min} + C_{\max}}{2}. \quad (7.12)$$

Если масса проппанта M , то объем жидкости, с которой будет смешан проппант, выразится величиной

$$V_{\text{prop}} = \frac{M}{C_{\text{cp}}} = \frac{2M}{C_{\min} + C_{\max}}. \quad (7.13)$$

Поделив эту величину на долю жидкости с проппантом f_{prop} , получим искомый объем геля

$$V_i = \frac{M}{C_{\min} + C_{\max}} \cdot \frac{1 + \eta}{\eta}. \quad (7.14)$$

Пример. Получено указание закачать 8 т проппанта. Предполагаем провести процесс в диапазоне входных концентраций $C_{\min} = 100 \text{ кг/м}^3$, $C_{\max} = 1000 \text{ кг/м}^3$ (масса на объем жидкости, т. е. РРА по-английски). По данным предыдущих процессов эффективность $\eta = 0,43$. Для закачки указанного количества проппанта потребуется приготовить гель в объеме

$$V_i = \frac{8000}{1100} \cdot \frac{1,43}{0,43} \approx 24 \text{ м}^3. \quad (7.15)$$

Фактически, исходя из опыта проведения процессов, для закачки 8 т проппанта готовят 40 м^3 геля. Возможно, это объясняется тем, что коэффициент утечки C_w слишком занижен (его никто не замеряет и точное значение неизвестно).

7.5. Замечания по минифраку

1. Наблюдается гидравлический удар во всех записях давления. Это происходит вследствие мгновенного прекращения закачки. Поэтому при обработке кривой записи давления ISIP получается заниженным (видимо, усредняется программой Майера). Кривые не выпрямляются в функции G-времени. Рекомендуется пре-

кращать закачку с некоторым замедлением, определяемым опытным путем.

2. Если искажена запись времени так, что время не возрастает монотонно, MinFrac при импорте просто переписывает последнее неубывающее значение времени до конца файла. Обработка в таком случае невозможна, поэтому следует исправить исходную запись.

3. Если искажена запись расхода, то необходимо ввести вручную либо объем закачки, либо величину расхода. Время закачки определится после установки точек на регрессионном графике. Если этого не сделать, MinFrac выдаст нереальные результаты. От объема закачки при минифраке существенно зависят проницаемость пласта и длина трещины (при прочих равных факторах).

4. Если в импортированном файле отсутствует колонка с данными по расходу, то после регрессионного анализа обращение к окну "Опции графического расчета" вызывает ошибку защиты памяти при выходе из него. Выдается сообщение: "Программа выполнила недопустимую операцию и будет закрыта. Программа Wmin4 вызвала ошибку защиты памяти в модуле Wmin4.exe по адресу: 0017:00003710". *Мораль:* надо всегда задавать колонку данных расхода, несмотря на то, что против нее стоит флажок. Не снимать его ни в коем случае!

5. eff^* – эффективность без учета спурта. В отличие от нее eff учитывает мгновенные утечки.

6. Опции "графического расчета" следует устанавливать после "регрессионного анализа", когда уже установлены точки, иначе будут появляться неприятные сообщения, что такая-то точка находится вне диапазона.

7.6. Замечания по выставлению опций программы

В данном разделе хотелось бы прояснить некоторые опции программы MFrac и дать по ним некоторые рекомендации.

Модель гидравлики скважины

Опция "Эмпирическая" – использует корреляции, заложенные в самой программе MFrac. Данные по трению в трубах, имеющиеся в базе данных жидкостей, при этом не используются. Опция "База данных пользователя" использует величины потерь давления в трубах из базы данных жидкостей.

Если планируется применение жидкости, для которой определены только реологические параметры, а потери на трение в трубах не определялись, следует установить опцию "Эмпирическая". Если фактические (не расчетные) данные по потерям на трение в трубах есть, то лучше использовать их, для чего следует включить опцию "База данных пользователя".

Опции трещины

"Обратный поток" (излив) – включенное состояние приводит к моделированию перетоков через ствол скважины при совместном разрыве нескольких пластов.

"Сходное закрытие" (автомодельное смыкание, self-similar – автомодельный, термин из курса подземной гидравлики и уравнений математической физики). При включенной опции моделируется смыкание трещины при условии постоянства коэффициента ее сжимаемости. Дает достаточно точные результаты при высокой эффективности трещины, однако, начиная с какой величины, не установлено.

Когда эта опция отключена, моделирование смыкания будет проводиться только в том случае, если в графике закачки предусмотрена стадия с нулевым расходом. При этом расчет, как указывает Майер, будет более точным.

Опция "Автомодельное смыкание" может недостаточно точно воспроизводить кривую спада давления, особенно при ГРП неоднородных по механическим свойствам пластов, в которых действует несколько разных напряжений. В этом случае кривая спада давления проявляет несколько точек перегиба. Автомодельное смыкание не рекомендуется при совместном гидроразрыве нескольких пластов, где имеют место перетоки через ствол скважины. Поэтому целесообразно отключать эту опцию и вводить дополнительную стадию в график закачки с нулевым расходом. Модельная кривая спада давления может оказаться полезной при подгонке параметров пласта (адаптации модели) с помощью программы MinFrac.

Опции осаждения проппанта

Предусмотрены три опции – "Эмпирическая", "Конвективный перенос" и "Групповое осаждение". Опции перечислены в порядке возрастания скорости осаждения проппанта, которую дают использованные в них методики. Опцию "Конвективный перенос" рекомендуется использовать, когда планируются значительные различия в концентрациях проппанта на различных стадиях закачки. Оп-

ция "Групповое осаждение" наиболее подходит, когда вязкость базовой жидкости мала, а концентрация проппанта достаточно высока (т. е. когда используется жидкость с низкой пескоудерживающей способностью). Рекомендуется для случаев ГРП с жидкостью на углеводородной основе (ГЭР и тому подобные жидкости).

Правильный выбор опций осаждения позволит в определенной мере снизить число преждевременных «СТОПов».

Коэффициенты утечек жидкости

Целесообразно при проектировании ГРП, если есть результаты мини-разрыва, использовать опцию "Постоянная" в диалоговом окне "Варианты данных". В этом случае в окно "Данные потери жидкости" вводится общий коэффициент утечек, полученный из минифрака, и коэффициент спурта. Это наиболее точный способ представления утечек, так как исключается влияние неопределенности коэффициентов проницаемости, пористости, сжимаемости и вязкости флюидов.

Методология переноса проппанта.

Очень важный для проектирования ГРП параметр. Первая опция – "Обычного типа" никогда не покажет появление «СТОПа», даже если создаются условия его возникновения в процессе моделирования. Вторая опция – "Обычн. типа (связыв. проп.)" при возникновении условия «СТОПа» отображает его в окне "Данные моделирования" и учитывает при расчете развития трещины. Поэтому при проектировании нормального (традиционного) процесса ГРП рекомендуется устанавливать именно вторую опцию.

При обычном режиме (без связывания с расчетом переноса проппанта) также не контролируются объем продавки и его соотношение с объемом скважины. В случаях, когда объем продавки превышает объем скважины, моделирование показывает, что трещина остается открытой и проводящей. В случае явления «СТОПа» он не фиксируется, однако коэффициент заполнения трещины в отчете оказывается больше единицы.

При режиме расчета с увязкой переноса проппанта «СТОП» фиксируется, кроме того, четко обнаруживается превышение объема продавки над объемом скважины (рис. 7.6, 7.7). В этом случае происходит оттеснение проппанта вглубь трещины, за счет чего трещина вблизи ствола скважины после завершения процесса смыкается и становится непроводящей. В отчете закреплённая длина трещины и ее проводимость устанавливаются в нуль. Обнаружение

такого явления позволяет скорректировать и привести в соответствие объем скважины и объем продавки. При опции "Обычный" такую картину получить невозможно.

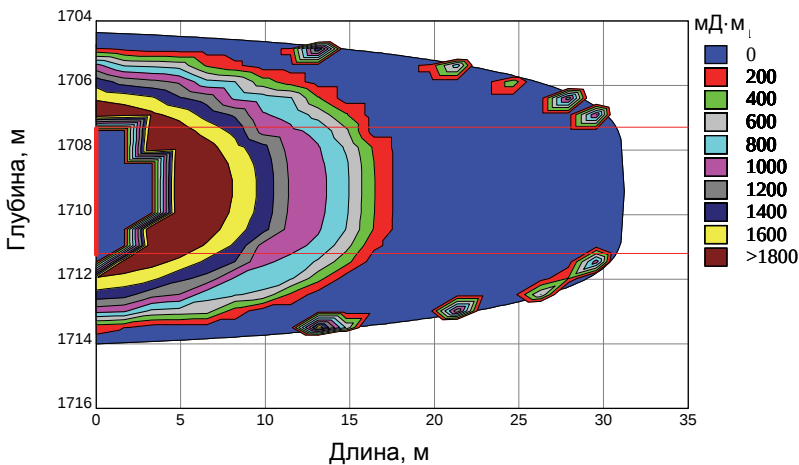


Рис. 7.6. Профиль проводимости трещины при перепродавке

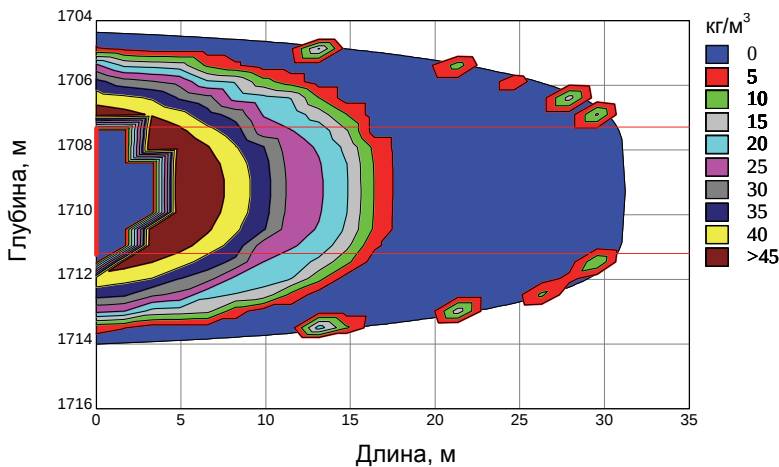


Рис. 7.7. Профиль концентрации проппанта при перепродавке

Гидравлика скважины

На вкладке "Обсадная труба" рекомендуется устанавливать глубину текущего забоя, или глубину, до которой произведена отсыпка песком, а не длину трубы по металлу. Несоответствие заданной в программе величины забоя скважины фактическому зна-

чению может привести к безуспешности операции (смыканию трещины в приствольной зоне вследствие оттеснения проппанта вглубь за счет перепродавки). Поэтому обращаем внимание на необходимость точного указания конструкции скважины, ее искривления и местоположения забоя.

Объем продавки

Пристальное рассмотрение отчетов по ГРП позволяет выявить недочету проппанта на пути его движения. Например, по скв. 15720 запланировано закачать 8000 кг проппанта. В выходных данных проекта через устье прошло 8000 кг, а через забой скважины – 7991,5 кг. По скв. 22170 запланировано закачать 11925 кг. Через устье прошло 11925 кг, а через забой – всего 11861 кг. Куда делось 64 кг народного добра? Чтобы такое в проектах не появлялось, точно задавайте объем продавки равным объему скважины.

Давление сжатия проппанта

Эта величина, которая в окошке "Критерий проппанта" обозначена как "Давление закрытия на проппант", представляет собой минимальное горизонтальное напряжение минус давление флюида (забойное давление) во время эксплуатации. Поскольку она влияет на проводимость упаковки проппанта, и соответственно, на технологический эффект, рекомендуется устанавливать его правильную величину.

7.7. Глюки и баги

1. Данная версия программы Майера не справляется с длинными названиями папок, выполненных на русском языке. При импорте данных выдает сообщение: "Ошибка при открытии файла" и после нажатия "ОК" закрывается.

2. В данной версии программы при попытке поменять шрифты в выходных документах (отчетах) появляется сообщение такого типа: "Wmin4 – программа выполнила недопустимую операцию и будет закрыта. Программа Wmin4 вызвала ошибку защиты памяти в модуле COMMDLG.DLL по адресу 0005:00001854. Содержимое регистров ... и т. д.". Это происходит во всех программах, как в русском, так и в английском варианте. Чтобы исправить ситуацию, следует найти файл настройки с именем, совпадающим с именем программы и расширением .INI, который лежит в папке WINDOWS.

Открыть его каким-либо редактором (мы, например, сделали это с помощью Norton Commander) и установить значение параметра `lfCharSet=204`. В исходном варианте файла там стоит значение 0, что соответствует шрифту в кодировке ANSI. Видимо, это реликтовые остатки от операционной системы Windows 3.1. Следующие по важности поля `lfFaceName` и `lfPitchAndFamily`. Должно быть `lfFaceName=Arial` и `lfPitchAndFamily=34`. Их можно не устанавливать, поскольку они установятся сами после первого же выбора шрифта. После этого сбои исчезают и появляется возможность устанавливать и менять шрифты в отчетах. Сбои могут появиться только при попытке установки тех шрифтов, где нет кодовой страницы 204.

3. В программе Wmin4 возникает неустранимая ошибка, причины которой пока не выяснены. Если в импортированном файле данных минифрака есть колонка "Забойное давление", то при попытке выполнить регрессионный анализ (вывести на экран график) с использованием устьевого давления выдается сообщение: "Wmin4 – программа выполнила недопустимую операцию и будет закрыта. Программа Wmin4 вызвала ошибку защиты памяти в модуле Wmin4.exe по адресу 0017:00003710". Русская и английская версии ведут себя одинаково, только для русской адрес несколько другой: 0017:0000370e. Интерпретацию в этом случае можно выполнить только с использованием забойного давления. Остальные виды анализа – задание диапазона, построение графика Хорнера – при этом работают и с использованием устьевого давления.

4. Если потеряны файлы записи минифрака с расширением PRN и в программе Wmin4 возникла неустранимая ошибка, то извлечь назад импортированный файл данных можно следующим образом. В меню "Импорт" выбираем строку "Редактирование импортированных данных". Выделяем все строчки данных в появившемся окошке, для чего непрерывно водим мышкой в нижней части окна, пока все не выделится. Нажимаем кнопку "Копировать в буфер". Открываем программу WordPad, и в ней нажимаем кнопку "Вставить из буфера". Созданный таким образом документ "Сохраняем как" под каким-либо именем. Вот и все. Появляется текстовый файл данных, с которым можно далее работать.

5. Чтобы иметь возможность работать с русскими шрифтами (в том числе и в английской версии) в разделе [FontSubstitutes] файла WIN.INI следует прописать такие строки:

Arial,0=Arial,204

Courier New,0=Courier New,204

Times New Roman,0=Times New Roman,204.

После этого появляется возможность использовать знаки кириллицы в трех указанных шрифтах. Это связано с тем, что рассматриваемая версия программы Майера не работает с кодировкой стандарта UNICODE.

6. В окне «Гидравлика скважины» сначала надо вводить Deviation, а уже потом значения глубин на вкладке «Общие».

7. В режиме автопроектирования всегда выдается Bottomhole Schedule. От него надо перейти к Surface Schedule.

8. MFrac создает выходные файлы .FD* только в режиме Input.

7.8. Моделирование резких изменений параметров процесса

Сопоставление результатов моделирования по программе MFrac и файла записи процесса *.rgp показывает их существенные отличия. Расход по моделированию не сразу падает до нуля при остановке закачки (так же ведут себя гидравлическая мощность, потери на трение и др.). Спад расхода длится 4...6 мин. В то же время запись процесса показывает, что после отключения насосных агрегатов расход и давление падают практически мгновенно.

Подробное изучение этого явления показало, что на него влияют показатели «Число итераций» и «Максимальный временной интервал», устанавливаемые в окошке опций расчета трещины. Поскольку расчет идет численным методом по шагам, эти параметры определяют интервал времени, через которое будет получено следующее значение. Этот интервал времени следует задавать достаточно коротким, особенно если предполагается провести сопоставление фактических параметров с проектными. При многоцикловых процессах большое значение интервала времени дает длинные хвосты спада расхода, давления и прочих параметров после прекращения закачки, чего фактически не происходит. Расход падает почти мгновенно, а вместе с ним и гидравлическая мощность. Если же в программе установлен временной интервал, например, равный 5 мин, и число итераций 20...30 (как рекомендует Майер), то спад расхода, давления, гидравлической мощности будет длиться в среднем также 5 мин. Если такую же продолжи-

тельность будут иметь остановки закачки, то в расчетных данных программы такие стадии с нулевым расходом не будут отражены вообще. После возобновления закачки также имеет место плавный рост расхода и мощности, однако, более короткий (примерно 1 мин), по сравнению с остановкой закачки. Таким образом, чтобы моделирующая программа воспроизводила кратковременные резкие изменения параметров процесса, необходимо устанавливать минимально возможный временной интервал и максимальное число итераций. При закачке в один цикл это требование становится несущественным, так как скорость спада давления и расхода в конце процесса не является определяющим фактором.

7.9. Импорт и экспорт графиков закачки программы Майера

Обмен графиками закачки между программой Майера и внешними приложениями возможен двумя способами: путем импорта-экспорта графика и через буфер обмена (Clipboard).

Экспорт графика закачки может быть осуществлен как в Excel, так и в Word. При экспорте в Excel создается книга, состоящая из одного листа, и график закачки помещается в левый верхний угол этого листа. Число заполненных строк и столбцов совпадает с таковыми в графике закачки Майера (Treatment Schedule). Заголовки колонок не экспортируются, только сама таблица.

При экспорте в Word получается текст с разделителями, в качестве которых используется знак табуляции.

Программа Майера может импортировать в Treatment Schedule только файл формата Excel 4.0. Поэтому перед импортом рабочую книгу Excel нужно соответствующим образом преобразовать. Во-первых, удалить из книги все листы, кроме одного, на котором находится таблица. Таблица должна располагаться строго в левом верхнем углу, при этом число колонок на листе должно быть тем же самым, что и в Treatment Schedule, куда производится импорт. Последнюю колонку (колонку переменных параметров) можно не задавать, ее программа Майера при импорте вычисляет сама. Внутри таблицы не должно быть пустых строк. Подготовленную таким образом книгу следует «Сохранить как» в формате Excel 4.0.

Обмен через буфер обмена при работе на виртуальной ПК идет только из программы Майера вовне, внутрь – не идет. Из буфера

обмена программа Майера вставляет в график закачки только то, что сама туда внесла. Передачи таблицы из Excel в Treatment Schedule не происходит. Вывод таблицы из Treatment Schedule в Excel через буфер обмена происходит нормально. Однако и здесь есть свой нюанс. В Excel в качестве разделителя целой и дробной частей числа должна быть установлена точка. Иначе из программы Майера неверно передаются некоторые числа (почему-то не все!), например, как даты или как текст. Необходимо проверить меню «Сервис» – «Параметры» – вкладка «Международные» и если нужно, установить разделитель точка. Также убрать пометку из окошка «Использовать системные разделители».

7.10. Признаки «СТОПа» в проекте

Если в программе установлен режим «Conventional-Link проппант», то возникновение «СТОПа» сигнализируется значком в окне моделирования. Если даже этот режим не установлен, то при наличии «СТОПа» в проекте появятся следующие его признаки:

- низкая эффективность жидкости разрыва в разделе отчета «Расчет развития трещины»;
- доля (или часть) закрепленного объема трещины (Propped fracture ratio) равна или больше единицы;
- расчетное время смыкания (Estimated Closure Time) равно нулю;
- в сводке переноса песка (Sand transport summary table) первая стадия показана с ненулевой (максимальной) концентрацией проппанта. Следующая за ней стадия имеет нулевую концентрацию проппанта. Программа Майера отражает таким образом распределение песка в процессах, в которых происходит «СТОП». Это характерно для технологий TSO и Frac-Pack, но не присуще нормальным процессам. Первая стадия – это жидкость заполнения скважины, и проппанта не содержит.

7.11. Определение коэффициента сжимаемости

Коэффициент сжимаемости пласта является необходимым параметром для проектирования и расчета технологической эффективности гидравлического разрыва пласта. Эта величина влияет на геометрию создаваемой трещины и на величину дополнительной добычи нефти.

Общая сжимаемость является обратной величиной объемного модуля упругости насыщенного флюидами пласта и при отсутствии в пласте свободного газа выражается следующим образом:

$$C = S_o C_o + S_w C_w + C_p, \quad (7.16)$$

где C – общая сжимаемость; C_o – сжимаемость нефти; C_w – сжимаемость воды; C_p – сжимаемость пор породы; S_o – нефтенасыщенность; S_w – водонасыщенность.

Прямые замеры коэффициента сжимаемости пор часто отсутствуют. Как правило, в обсаженных скважинах не проводят также прямые замеры текущей нефтенасыщенности пласта. Все, чем реально располагает технолог, выполняющий проектирование процесса ГРП, это значения обводненности продукции скважин и коэффициенты сжимаемости нефти и воды, которые имеются в справочных изданиях.

Коэффициент сжимаемости девонской нефти Ромашкинского месторождения в соответствии с рекомендациями Р.С. Хисамова и др. [20] равен $\beta_n = 10 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$. Коэффициент сжимаемости пластовой воды равен $\beta_w = 3 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$. Водонасыщенность пласта можно приближенно оценить, руководствуясь рекомендациями Ю.П. Желтова и др. [21] по формуле

$$S_w = \frac{1}{1 + 1,25 \sqrt{\frac{1-B}{B}}}, \quad (7.17)$$

где B – обводненность продукции скважины, доли единицы.

Эта формула основана на квадратичной аппроксимации функции Баклея–Лeverетта и требует своего уточнения для условий конкретных месторождений.

Проведем уточнение этой формулы для условий девона Ромашкинского месторождения, воспользовавшись тем, что имеются определения фазовых проницаемостей по керну для некоторых площадей, выполненные в лаборатории петрофизических исследований ТатНИПИнефти. Вычислим функцию Баклея–Лeverетта $f(s)$, которая представляет собой долю воды в потоке (т. е. обводненность продукции скважин B) по формуле

$$f(s) = B = \frac{k_B(s)}{k_B(s) + \frac{\mu_B}{\mu_H b} \cdot k_H(s)}, \quad (7.18)$$

где s – водонасыщенность пласта; $k_v(s)$ – относительная проницаемость для воды; $k_n(s)$ – относительная проницаемость для нефти; μ_v , μ_n – вязкости воды и нефти в пластовых условиях, соответственно; b – объемный коэффициент нефти.

Эта формула неявно задает зависимость водонасыщенности пласта от обводненности продукции. Графики этой зависимости для трех площадей Ромашкинского месторождения приведены на рис. 7.8–7.10. Обозначение фактической кривой, полученной на основе лабораторных замеров – "по керну".

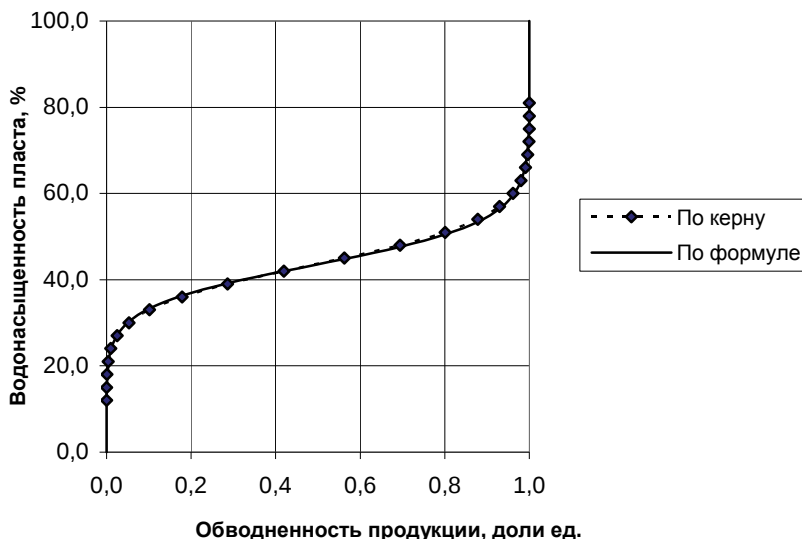


Рис. 7.8. Зависимость водонасыщенности от обводненности для Павловской площади

На рис. 7.8–7.10 нанесли график функции
$$S_v = \frac{1}{1 + a \cdot \left(\frac{1-B}{B} \right)^b}$$

с параметрами a и b , которые определили путем подгонки формы кривой (с шифром "по формуле"). Подгонка производится визуально в системе Excel с использованием графических элементов управления, вызываемых щелчком по панели инструментов "Формы". Нажатием на стрелки элемента "Счетчик" меняем параметры и форму кривой. Таким образом определяем, что параметр b имеет значение 0,2 для всех площадей, параметр a равен 1,29 для Павловской площади, 1,24 для Миннибаевской площади и 1,18 для Севе-

ро-Альметьевской площади. Как видно из графиков, совпадение кривых для всех площадей очень хорошее.

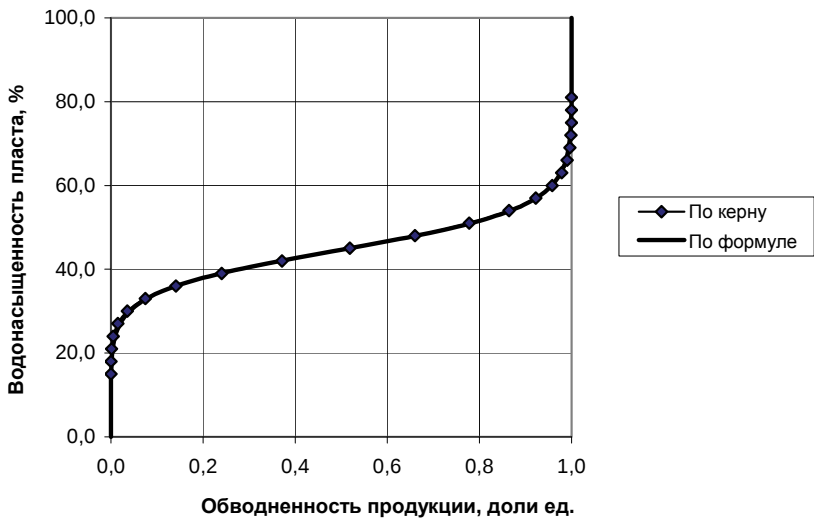


Рис. 7.9. Зависимость водонасыщенности от обводненности для Миннибаевской площади

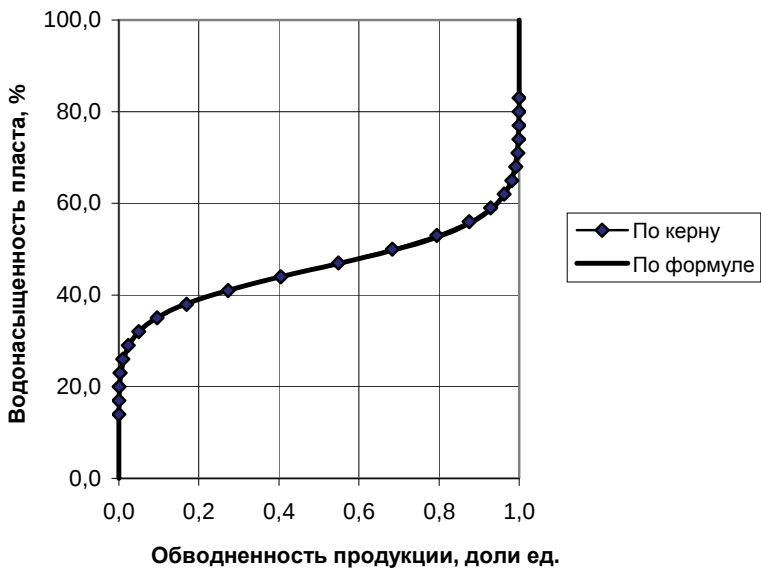


Рис. 7.10. Зависимость водонасыщенности от обводненности для Северо-Альметьевской площади

Учитывая, что для определения относительных проницаемостей привлекались лишь отдельные образцы керна, т. е. отсутствовала достаточно представительная статистика, в настоящее время можно ограничиться лишь одной формулой со средними параметрами и принять в целом для Ромашкинского месторождения зависимость

$$S_v = \frac{1}{1 + 1,24 \cdot \left(\frac{1-B}{B} \right)^{0,2}}, \quad (7.19)$$

где S_v и B выражены в долях единицы. В дальнейшем по мере развития постоянно действующих моделей месторождений и расширения исследований фазовых и относительных проницаемостей будет возможно дифференцировать рассмотренные взаимосвязи по пластам и площадям месторождения.

Коэффициент сжимаемости пор Ф.М. Заничковский рекомендует определять с использованием корреляционной зависимости Марека [22]. Поскольку эта зависимость установлена американским исследователем, исходные величины следует пересчитывать из МПа в фунты/дюйм².

Нами была подобрана эмпирическая формула, аппроксимирующая графики Марека для песчаников:

$$\left(1 - \frac{d\bar{\sigma}}{d\sigma} \right) = \frac{2054}{7500} \cdot [(\sigma - \bar{\sigma}) + 28(m - 10)]^{0,134} \cdot [0,37(m - 2)]^{-0,143}, \quad (7.20)$$

где $\bar{\sigma}$ – среднее внешнее напряжение, фунт/дюйм²; σ – напряжение в пластовой жидкости, фунт/дюйм²; $(\sigma - \bar{\sigma})$ – эффективное напряжение, фунт/дюйм²; m – коэффициент пористости, %.

Результат представляет собой безразмерную величину (доли единицы) и в пересчете не нуждается.

В таблице приведены цифры, характеризующие точность подобранной формулы. Видно, что формула пригодна для работы в интервале эффективных напряжений от 2000 до 8000 фунтов/дюйм² (от 13,79 до 55,16 МПа), что подходит для условий всех месторождений юго-востока Татарстана. Отклонения расчетных величин от замеренных не превышают при этом 0,002 ед.

Эффективное напряжение вычисляется по формуле

$$\sigma - \bar{\sigma} = (p_z - p_i) + \left(1 - \frac{d\bar{\sigma}}{d\sigma} \right) \cdot (p_i - p), \quad (7.21)$$

где p_z – горное давление; p_i – начальное пластовое давление; p – текущее пластовое давление.

Эффективное напряжение, фунт/дюйм ²	Коэффициент эффективного напряжения (числитель – по графику Марека, знаменатель – рассчитан по формуле) для указанных значений пористости			
	10 %	15 %	20 %	25 %
2000	$\frac{0,650}{0,649}$	$\frac{0,612}{0,611}$	$\frac{0,590}{0,588}$	$\frac{0,575}{0,573}$
4000	$\frac{0,714}{0,712}$	$\frac{0,667}{0,668}$	$\frac{0,640}{0,640}$	$\frac{0,620}{0,621}$
6000	$\frac{0,753}{0,752}$	$\frac{0,705}{0,704}$	$\frac{0,675}{0,674}$	$\frac{0,652}{0,653}$
8000	$\frac{0,781}{0,782}$	$\frac{0,732}{0,731}$	$\frac{0,701}{0,700}$	$\frac{0,677}{0,677}$
10000	$\frac{0,804}{0,805}$	$\frac{0,760}{0,753}$	$\frac{0,726}{0,720}$	$\frac{0,704}{0,696}$
12000	$\frac{0,825}{0,825}$	$\frac{0,781}{0,771}$	$\frac{0,750}{0,737}$	$\frac{0,726}{0,713}$

Если пластовое давление не изменилось в процессе разработки, то эффективное напряжение равно разности горного и пластового давлений и расчет коэффициента эффективного напряжения производится по формуле непосредственно. Если пластовое давление изменилось, то потребуются провести итерации, чтобы получить искомую величину. Это несколько усложнит расчеты, однако, легко преодолимо.

Вычисляем коэффициент сжимаемости пор по формуле, выведенной Мареком на основании опытов Ван-дер-Кнаппа:

$$c_p = \frac{877}{(\sigma - \bar{\sigma})^{0,7}} \cdot \left(1 - \frac{d\bar{\sigma}}{d\sigma}\right) \cdot 10^{-6}, \text{ фунт/дюйм}^2. \quad (7.22)$$

Затем переводим результат в МПа⁻¹.

Пример. Пусть пласт залегает на глубине по вертикали 1720 м; начальное пластовое давление 17 МПа, текущее 15,8 МПа. Коэффициент пористости равен 10 %. Обводненность продукции скважины 75 %.

Задаемся коэффициентами сжимаемости пластовых флюидов, как указано выше, и средней плотностью осадочных горных пород 2300 кг/м³ (для расчета горного давления).

Набираем формулы (7.16), (7.19)–(7.22) в Excel, учитывая коэффициенты перевода из фунтов/дюйм² в МПа и наоборот. При этом формируется циклическая ссылка, о чем нас предупреждает появившееся сообщение. Чтобы реализовать механизм итераций, в меню "Сервис" выбираем пункт "Параметры" и переходим на вкладку "Вычисления". Устанавливаем флажок "Итерации". Попутно можно ввести числа в поле "Предельное число итераций" и в поле "Относительная погрешность", если не устраивают числа, стоящие там по умолчанию. После этого появляются результаты:

- эффективное напряжение 3,28E+03 фунт/кв. дюйм;
- коэффициент эффективного напряжения 0,694;
- коэффициент сжимаемости пор 3,05E-04 МПа⁻¹;
- коэффициент водонасыщенности пласта 0,50;
- коэффициент сжимаемости пластовой системы 9,54E-04 МПа⁻¹.

Таким образом, предложенные формулы (7.19) и (7.20) вместе с другими известными формулами позволяют определять коэффициент сжимаемости пластовой системы расчетным путем при отсутствии прямых замеров.

8. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Совместная работа программы MView с MFrac и MinFrac вызвана необходимостью преобразования форматов различных файлов данных. MFrac непосредственно файл с расширением .prn не читает. Для передачи такого файла в MFrac его надо преобразовать через MView. MinFrac также непосредственно не читает файл с расширением .fd*. Чтобы передать данные из MFrac в MinFrac для анализа, их также надо пропустить через MView.

8.1. Обмен информацией между программами

Схема обмена информацией между указанными программами приведена на рис. 8.1.

Встроенные средства преобразования форматов файлов позволяют существенно расширить функциональные возможности комплекса Майер.

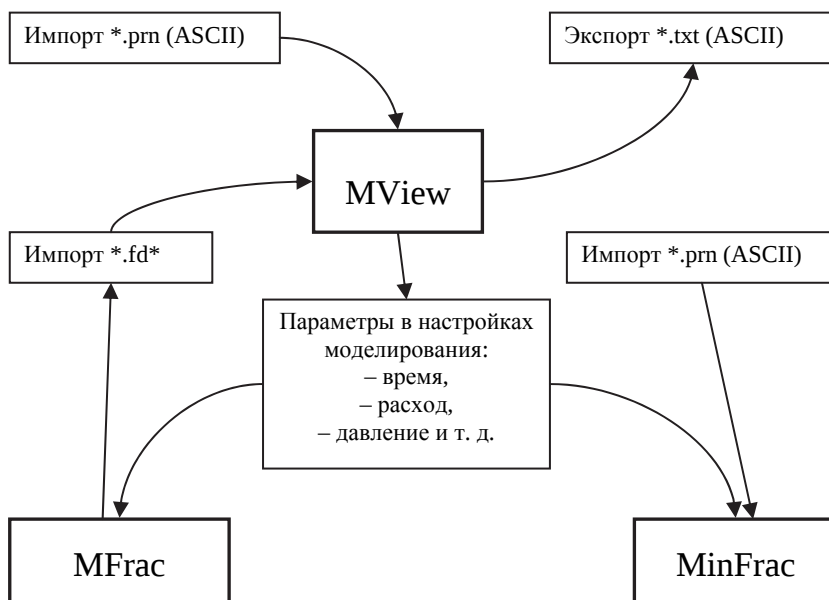


Рис. 8.1. Схема обмена информацией

При работе в режиме реального времени или воспроизведения, чтобы добиться приемлемой точности синхронизации, следует устанавливать временной интервал достаточно малым. Чтобы работали настройки моделирования, нужно каждый раз вызывать это окно и щелкать «ОК». Иначе не происходит обновления передаваемых параметров.

8.2. Сопоставление фактических параметров процесса с проектными

Чтобы получить графики, отображающие фактические параметры процесса вместе с проектными, следует использовать программу MView. Просмотреть эти графики можно как в самой программе MView, так и в программе MFrac. Файл записи процесса с расширением .rpn импортируется при этом в набор данных «Replay», а файл выходных данных программы MFrac – в любой из последующих наборов данных A, B, C, D.

Построение совместного графика трудностей не представляет и производится согласно руководству программы Майера. Единственное, что следует учесть и выполнить – это синхронизацию данных. Необходимость в синхронизации связана с тем, что симулятор всегда начинает отсчет времени с нуля, а фактическое начало процесса может произойти в любое время суток. Регистратор на станции управления записывает астрономическое время, поэтому для сопоставления необходимо произвести сдвиг фактических кривых на некоторый отрицательный временной интервал.

Величину сдвига следует определить по характерным точкам на кривой расхода (начало и конец закачки). Можно провести сглаживание фактической кривой и совместить точки перегиба с проектной кривой. Пример синхронизации приведен на рис. 8.2, где изображен основной процесс ГРП для скв. 8312 Ново-Елховского месторождения.

После такой подготовки можно проанализировать качество проведения процесса. Например, по рис. 8.3 для рассматриваемой скважины фактическая подача проппанта началась и закончилась с некоторым отставанием от проекта (отчетливо наблюдается сдвиг примерно на 1 мин). Фактическое устьевое давление оказалось ниже проектного на 2,5...3,0 МПа, что составляет примерно 20...23 %

(рис. 8.4). Несмотря на то, что в данной скважине был проведен минифрак перед началом основного процесса, по-видимому, проект не был скорректирован должным образом. Регистраторы расхода и концентрации работали нестабильно, что можно видеть по наличию сильных всплесков значений на рис. 8.3.

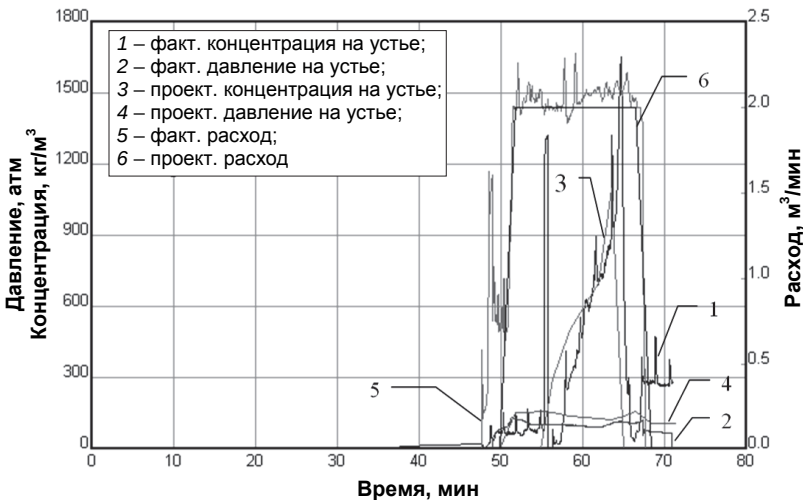


Рис. 8.2. Синхронизация по кривой расхода

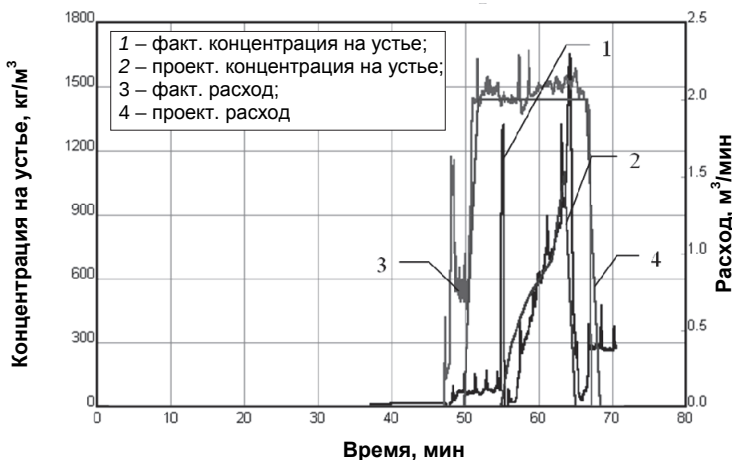


Рис. 8.3. Сопоставление расхода и концентрации

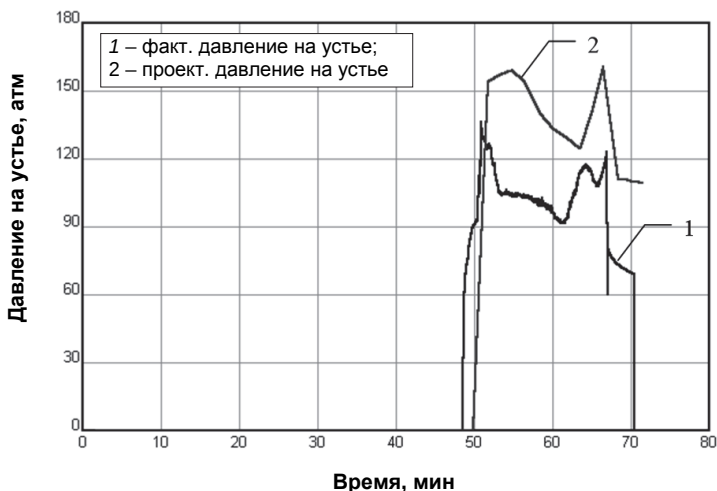


Рис. 8.4. Сопоставление устьевых давлений

Сдвиги данных, сделанные в программе MView (в том числе и при графическом редактировании), не сохраняются.

Поэтому для использования в будущем целесообразно экспортировать настроенный (отредактированный) файл, указав в диалоговом окошке, которое появляется последним в цепочке меню (после назначения имени сохраняемому файлу), что следует записать данные со сдвигом.

Следует заметить, что численное моделирование и сопоставление полученных результатов с фактическими является наиболее мощным инструментом для калибровки модели ГРП. При этом сравниваются значения давлений по проекту и факту, и в случае расхождений меняются параметры модели, проводятся повторный счет и сравнение до тех пор, пока не будет получено удовлетворительное соответствие. Калибровка по давлениям представляет более широкие возможности для подгонки параметров модели по сравнению с адаптацией в программе MinFrac.

Программа MinFrac автоматически подбирает наилучшие значения пяти параметров:

- трещиностойкости;
- множителя коэффициента трения;
- конечного эффекта;

- модуля Юнга;
- высоты трещины или коэффициента эллиптичности,

оставаясь в рамках стандартных двумерных моделей трещины (GDK, PKN и вертикальной эллипсоидальной).

Калибровочный процесс позволяет учесть также такие явления, как многотрещинность и извилистость трещин в пристволенной зоне, а также трение в перфорационных отверстиях.

8.3. Нахождение необходимого расхода для развития трещины

Для определения давления распространения трещины (которая является верхней границей для давления смыкания) применяют методику ступенчатого увеличения расхода. Испытание проводится непосредственно на скважине, закачку при этом начинают с очень малых расходов и постепенно ступенями ее увеличивают. В процессе закачки регистрируют расход, устьевое и забойное давления. Полученный файл *.rpm импортируется в программу MinFrac и проводится его обработка.

Чтобы получить возможность прогнозировать расход начала трещинообразования, а также определить чувствительность этой величины к изменению параметров, необходимо собрать фактический материал и провести его статистическую обработку.

Избежать этого можно, если испытание промоделировать с помощью комплекса Майера. Для этого в программе MFrac задают ступенчатый график закачки и в режиме «Проектирование» проводят расчет для заданных параметров скважины, пласта и технологических жидкостей. Полученный файл *.fd* импортируют в MView и устанавливают настройки моделирования. В программе MinFrac устанавливают режим работы «Real time data from MView». В меню графика «Select Cycle» убираем пометку из окошка «No stop». После этого обработка проводится обычным образом согласно инструкции к программе MinFrac. Последовательность пересылки данных изображена на рис 8.5.

Для обработки следует использовать график забойного давления, так как график устьевого давления не дает точку перегиба. Пример обработки показан на рис. 8.6.

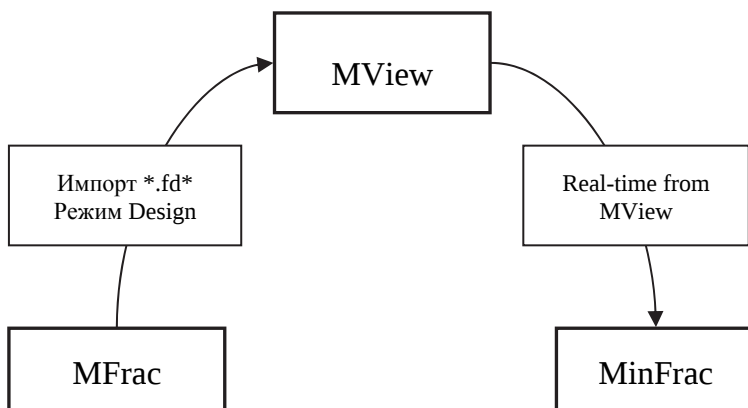


Рис. 8.5. Передача информации из MFrac в MinFrac

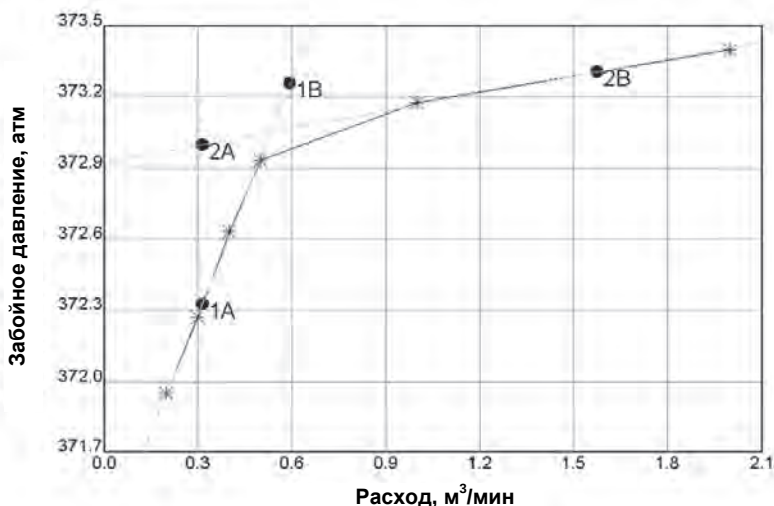


Рис. 8.6. Пример обработки проектных данных от MFrac

По этому графику определяем, что забойное давление распространения трещины составляет 37,3 МПа при расходе геля $0,53 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Совместное использование программ Майера позволяет путем моделирования определять расход, при котором начнется зарождение трещины, для различных значений параметров пластов и тех-

нологических жидкостей, а также изучать зависимость этого расхода от изменения проектных параметров и давать обоснованные прогнозы (например, для новых площадей, горизонтов, рецептур технологических жидкостей и т. д.).

8.4. Определение потерь давления в призабойной зоне

Правильное задание свойств призабойной зоны пласта играет немаловажную роль для грамотного составления проекта разрыва. Таблица давлений в призабойной зоне задается на вкладке «Zone data» («Данные по интервалам перфорации»), при этом в электронную таблицу вводятся значения времени, расхода и соответствующих им потерь давления, а в отдельное окошко – показатель степени этой зависимости. Определяют эти параметры с помощью проведения минифрака при ступенчатом снижении расхода закачки. В программе Майера MinFrac последней версии предусмотрено проведение анализа ступенчатого снижения расхода, а в программе Майера-97 такого нет. Тем не менее, используя совместно MFrac и MView, провести такой анализ не составит особого труда.

Для этого используем запись процесса минифрака в файле с расширением *.PRN и проект того же процесса в файле с расширением *.FD1. Проект должен быть составлен так, чтобы в конце процесса имелась стадия с нулевым расходом, она нужна для определения ISIP. Импортируем их в наборы данных программы MView. В первый набор данных извлекаем из файла *.PRN время закачки (Time), расход на устье (Surface rate) и давление на устье (Surface pressure). Файл *.FD1 импортируем в два набора данных (второй и третий). Во второй набор из раздела «Гидравлика ствола» выбираем время (Time) и потери давления на трение в трубах (Frictional pressure loss). В третий набор из раздела «Параметры трещины» извлекаем время (Time), потери давления в перфорации (Perforation pressure loss) и эффективное давление в трещине (Frac net pressure).

Полученные три набора данных нужно слить в один текстовый файл. Делается это с использованием команды «Merge data sets». В результате получаем файл с расширением *.txt, в котором будут присутствовать фактические замеры устьевого давления и расчетные значения параметров гидравлики ствола скважины. При обра-

ботке в MinFrac последних выпусков параметры гидравлики скважины также высчитываются и задаются. Их фактических значений нет, поскольку нет прямых замеров забойного давления. Слитый файл импортируем в Excel.

Обработка импортированного файла не представляет сложностей. При этом используются следующие соотношения для забойного давления в скважине в процессе закачки:

$$P_{\text{заб.скв}} = P_{\text{уст}} + P_{\text{гидро}} - P_{\text{тр}}, \text{ с одной стороны, и} \quad (8.1)$$

$$P_{\text{заб.скв}} = P_{\text{перф}} + P_{\text{пзп}} + P_{\text{эф}} + P_{\text{см}} - \text{с другой,} \quad (8.2)$$

где $P_{\text{заб.скв}}$ – давление на забое скважины; $P_{\text{уст}}$ – давление на устье скважины; $P_{\text{гидро}}$ – гидростатическое давление столба жидкости в скважине; $P_{\text{тр}}$ – потери на трение в скважине; $P_{\text{перф}}$ – потери на трение в перфорации; $P_{\text{пзп}}$ – потери давления в призабойной зоне; $P_{\text{эф}}$ – эффективное давление в трещине; $P_{\text{см}}$ – давление смыкания трещины.

Приравнявая оба выражения, имеем

$$P_{\text{уст}} + P_{\text{гидро}} - P_{\text{тр}} = P_{\text{перф}} + P_{\text{пзп}} + P_{\text{эф}} + P_{\text{см}}. \quad (8.3)$$

В момент остановки закачки (точка ISIP) это соотношение превращается в следующее:

$$P_{\text{уст}}^* + P_{\text{гидро}}^* = P_{\text{эф}}^* + P_{\text{см}}. \quad (8.4)$$

Звездочки обозначают величины, относящиеся к моменту остановки закачки. Вычитая второе соотношение из первого и переобозначая

$$\begin{aligned} P_{\text{уст}}^* &= \text{ISIP}; \quad P_{\text{уст}}^* - \text{ISIP} = DP_{\text{уст}}; \\ P_{\text{гидро}} - P_{\text{гидро}}^* &= DP_{\text{гидро}}; \quad P_{\text{перф}} + P_{\text{пзп}} = DP_{\text{общ}}; \\ P_{\text{эф}} - P_{\text{эф}}^* &= DP_{\text{эф}}, \end{aligned} \quad (8.5)$$

получаем соотношение

$$DP_{\text{уст}} + DP_{\text{гидро}} = DP_{\text{общ}} + DP_{\text{эф}} + P_{\text{тр}}. \quad (8.6)$$

Величина $DP_{\text{гидро}}$ на всем протяжении процесса равна нулю, за исключением начального участка, когда происходит замещение

жидкости заполнения скважины испытательной жидкостью (гелем). Если исключить из рассмотрения долю начального участка в объеме ствола скважины, то этот член можно не брать во внимание. При этом начальный участок должен быть достаточно длинным, чтобы полностью заместить жидкость и стабилизировать потери давления на трение. Продавки жидкостью, отличающейся по свойствам от жидкости испытания (геля), также не должно быть. Принимая эти условия и перегруппировывая члены, получаем

$$DP_{\text{общ}} = DP_{\text{уст}} - DP_{\text{эф}} - P_{\text{тр}}. \quad (8.7)$$

Затем вычисляем потери на трение в призабойной зоне:

$$P_{\text{пзп}} = DP_{\text{общ}} - P_{\text{перф}}. \quad (8.8)$$

Расчет легко проводится в Excel. При этом за ISIP берем значение давления из первой строки с нулевым расходом, а за $P_{\text{эф}}^*$ – значение эффективного давления из той же строки. Не принимая во внимание начальные строки, как указано выше, и конечные строки с нулевым расходом, заполняем оставшийся диапазон формулами. Строим диагностический график (рис. 8.7). Этот график показывает зависимость потери давления в перфорации, потери давления в пристволенной зоне и суммарной потери давления от расхода закачки. Чтобы получить формулы, выражающие потери давления от расхода, и соответствующие показатели степени α (ALPHA), строим степенной тренд. Это делается парой щелчков мыши. При этом на вкладке «Параметры» помечаем окошко «Показывать уравнение на диаграмме». Верхнее уравнение на диаграмме с показателем $\alpha \approx 1,5$ выражает потери давления в пристволенной зоне, а нижнее с показателем $\alpha \approx 2,0$ – потери давления в перфорации.

Из диаграммы легко получить значения, которые необходимо вводить в окошко на вкладке «Zone data». Поскольку мы не рассматриваем случай, когда потери давления зависят от времени (и Майер тоже в своей программе MinFrac), то время в таблице можно указать любое, например нуль. Указываем какой-нибудь средний расход, например $2 \text{ м}^3/\text{мин}$, и соответствующую ему потерю давления $2,0 \text{ МПа}$. Ниже в окошко вводим показатель степени $1,5$ и помечаем переключатель «Эффекты только около скважины».

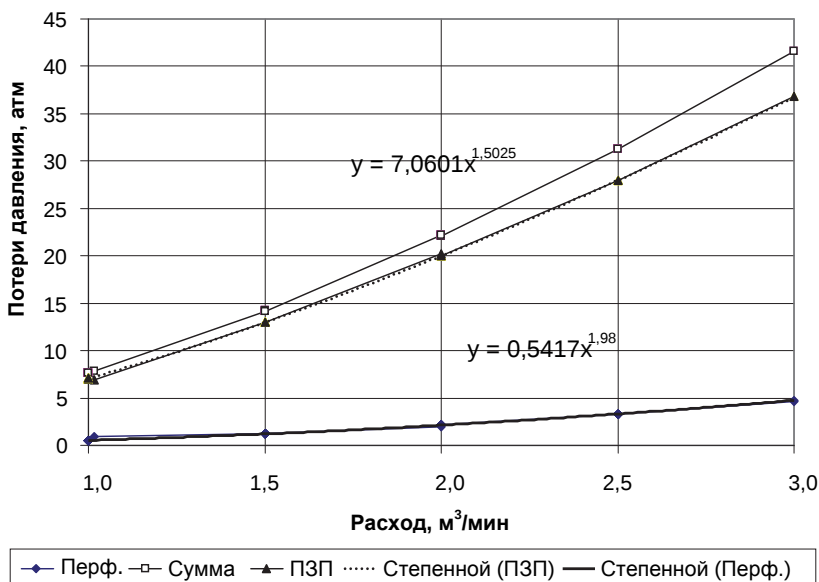


Рис. 8.7. Диагностический график ступенчатого понижения расхода

Алгоритм был проверен путем моделирования в MFrac и показал хорошую точность. Результаты, полученные при испытаниях отдельных скважин, можно распространить на другие скважины с аналогичными горно-геологическим условиями с целью повышения качества проектирования основного процесса гидроразрыва пласта.

8.5. Влияние соседних пластов

На Ромашкинском месторождении есть много скважин, где перфорированы пласты-неколлекторы, и перфорация открыта. Например, только по Азнакаевской площади скважин, имеющих интервалы перфорации/заливки, несоответствующие ни одному пласту-коллектору, насчитывается 226. Скважин, у которых все интервалы перфорации/заливки не соответствуют ни одному пласту-коллектору, 47. Аналогичное положение и по другим площадям. При эксплуатации скважины неколлекторы себя никак не проявляют, однако при гидроразрыве в них происходит закачка жидкости и трещинообразование. Трещина, которая зарождается в

перемычке, не имеет никаких барьеров для роста в высоту, принимая практически радиальную геометрию. При составлении проекта интервалы перфорации неколлекторов могут остаться незамеченными, как будто их не существует. Значительный фактический (непредвиденный) рост трещины в высоту по сравнению с проектным ростом представляет серьезную ошибку в проектировании. Отсыпка забоя скважины кварцевым песком тут не помогает, поскольку трещина распространяется по горным породам.

Кроме того, исходные данные для проекта содержат очень скудную информацию о геологическом разрезе. В окошке «Свойства горных пород», как правило, задаются только три интервала – неколлектор, коллектор, неколлектор. При этом теряется информация о вышележащих пластах-коллекторах, и, что особенно важно, о нижележащих пластах. В такой ситуации программа Майера не может учесть их наличие и влияние на развитие трещины. Свойства нижнего заданного пласта-неколлектора экстраполируются Майером на всю глубину распространения трещины вниз. При этом на пути трещины могут оказаться нижележащие пласты-коллекторы, которые также подвергаются разрыву и в них происходит утечка жидкости разрыва. Рассматриваемые проекты это не учитывают, что в ряде случаев приводит к осложнениям при проведении процесса. Если при этом трещина еще и закрепляется в области нижележащего пласта-коллектора, то это равносильно объединению рассматриваемых пластов в один объект разработки со всеми вытекающими последствиями.

Приведем некоторые типичные примеры.

Скважина 10832 АН, Альметьевская площадь. По плану работ предусмотрен гидроразрыв пластов D_0 , «б₂» с отсыпкой нижележащих пластов кварцевым песком до глубины 1752 м. Таким образом, закачка будет вестись через два отдельных интервала перфорации и будут созданы две трещины. Тем не менее проект составлен лишь для пласта «б₂». Об этом можно судить по тому, что весь объем закачки 53,8 м³ указан для закачки в пласт «б₂». Кроме того, в проекте отсутствует план обработки трещины. Значит, трещина создана лишь при закачке в один интервал. Такой план для многопластовых разрывов выдается в отчете после раздела «Сводка расчета проппанта» отдельно по каждому пласту, перед разделом «Сводная таблица транспортировки песка». Для многопластового разрыва такая таблица (как минимум одна) в отчете обязательно присутству-

ет. Ее нельзя удалить из отчета средствами Майера. Если на вкладке «Multilayer» не выделено ни одного пласта, отчет вообще не генерируется, при этом выдается предупреждающее сообщение.

Ниже в пределах развития трещины до глубины 1760 м (в подошве) залегают продуктивные пласты «б₃», «в». Они не перфорированы. Поскольку трещина по проекту дойдет до глубины 1759,7 м, то она разорвет и эти пласты и тем самым подключит их к пласту «б₂». В проекте это не отражается, и цели вовлечь их в разработку не ставилось. Возможно, что увеличение или уменьшение нефтеотдачи связывается с вовлечением этих пластов в разработку, без их перфорации, путем связи по трещине. Хорошо, если эти пласты нефтенасыщены и в них высокое пластовое давление, тогда характеристика эксплуатации скважины покажет увеличение извлекаемых запасов нефти. А если в них вода или пластовое давление низкое? Тогда будет переток нефти через соединяющую пласты трещину из продуктивного (разрываемого по плану) пласта в соседний, или же приток воды из соседнего пласта. Наличие этих условий будет отражаться как снижение извлекаемых запасов.

Скважина 10885 АН, Альметьевская площадь. Выше текущего забоя 1781,4 м четыре открытых интервала перфорации, вскрывших пласты-коллекторы «а», «б₁», «б₂», «б₃». Однако проект ГРП составлен почему-то только на один нижележащий пласт «б₃» (отличительные признаки этого отмечены выше). Процесс прошел без осложнений, а трещина в интервале глубин 1768,1...1793,5 м соединила все указанные пласты в один эксплуатационный объект.

Скважина 6327 АЗН, Восточно-Ленинградская площадь. Частично вскрыты перфорацией выше- и нижележащие пласты-перемычки и неколлекторы, суммарной толщиной 2,9 м, при толщине обрабатываемого пласта «а» всего 1,6 м. В проектом документе весь перфорированный интервал отнесен к пласту-коллектору «а». Процесс прошел без осложнений, поскольку в интервале развития трещины по высоте выше и ниже пласта «а» находятся пласты-неколлекторы (в том числе «б₁», «б₃», «в»).

Скважина 12А, ЛН, Южно-Ромашкинская площадь. Частично вскрыта нижележащая перемычка на 0,2 м. Весь интервал перфорации в проекте отнесен к коллектору. Проектная трещина ушла вниз до глубины 1847,2 м и вскрыла нижележащий продуктивный пласт «б₃», кровля которого находится на глубине 1847,0 м. Пласт «б₃» обладает лучшими коллекторскими свойствами по сравнению

с разрываемым пластом «б₁». В скважине получен «СТОП», видимо, из-за утечки жидкости разрыва в нижележащий пласт. Фактическая высота трещины должна быть больше, чем проектная, вследствие закачки в перемычку. Наличие нижележащих продуктивных пластов проектом не отражается.

Скважина 20883, АН, Альметьевская площадь. Перфорирован пласт «а» в интервале 1853,0...1857,0 м. При проведении процесса получили «СТОП». Кровля нижележащего пласта «б₁» на глубине 1859,4 м. Трещина по проекту ушла вниз на глубину 1859,9 м, и вскрыла пласт «б₁». Наличие этого пласта в исходных данных для проектирования не отражено.

Скважина 3190 ЕН, Федотовская площадь. Пласт «б₁», залегающий в интервале 1760,0...1762,2 м, перфорирован в том же интервале. Пласт неоднородный, состоит из слоя песчаника и слоя алевролита. В процессе ГРП получен «СТОП». При проектной полудлине трещины 93,3 м ее высота составляет лишь 2,5 м, что очень мало. Видимо, имели место ошибки в исходной информации. Поскольку исходных данных в материалах нет, об этом можно говорить лишь предположительно.

Скважина 14870 АН, Альметьевская площадь. Перфорирован пласт «а», являющийся неколлектором (непроницаемый), в интервале 1748,6...1749,6 м. Перфорация открыта. Забой скважины отсыпан кварцевым песком до глубины 1742 м. При гидроразрыве вышележащего пласта Д₀ трещина не дошла до пласта «а», вследствие большой толщины перемычки 11,8 м. Процесс завершился нормально.

Скважина 17409 АН, Северо-Альметьевская площадь. Перфорированы пласты «а», «б₁», «б₂». Пласт «б₁» является неколлектором. Перфорация открыта. В проекте пласт «б₁» объединен с пластом «б₂». Объединенному пласту приписаны свойства коллектора. При ГРП созданы две трещины через интервалы перфорации пласта «а» и объединенного пласта «б₁+б₂». Произошло слияние трещин с разрывом перемычки между пластами «а» и «б₁». Интервал трещинообразования 1654,4...1668,1 м, между тем как кровля пласта «а» находится на глубине 1658,0 м, а подошва пласта «б₂» на глубине 1666,4 м. В результате гидроразрыва произошло слияние этих трех пластов в единый эксплуатационный объект.

Скважина 14797 АН, Северо-Альметьевская площадь. Перфорированы пласты «а», «б₁», «б₂». Все перфорации открыты. Пласт

«б₁» является неколлектором. Текущий забой на глубине 1624,2 м позволяет провести закачку во все вскрытые пласты. Отсыпка нижних пластов планом работ не предусмотрена. Проект гидроразрыва не содержит исходных данных, однако в результатах содержатся сведения лишь по двум интервалам пласта «а». Суммирование общего закачанного объема смеси и общего объема песка по обоим планам обработки трещины дает общие величины закачки смеси и песка в скважину. Следовательно, проект ГРП был составлен лишь для двух интервалов пласта «а». Пласты «б₁» и «б₂» с открытой перфорацией учтены не были. Можно предполагать, что учет пласта-неколлектора «б₁» дал очень большую высоту трещины, не укладывающуюся в рамки обычных представлений, что привело к исключению его, а также нижележащего пласта «б₂» из рассмотрения. В конце процесса был получен «СТОП». Высота трещин по проекту находится в интервале глубин 1610,0...1623,0 м, что охватывает все рассматриваемые пласты.

Скважина 4098 ЛН, Зай-Каратайская площадь. Перфорированы пласты «а», «б₂», «б₃», из них пласты «б₂», «б₃» являются неколлекторами. Все перфорации открыты. Произведена изоляция нижних пластов «б₂» и «б₃» путем отсыпки кварцевым песком. Процесс ГРП прошел без осложнений, поскольку пласты «б₁», «б₂», «б₃» являются неколлекторами.

Скважина 8580 АЗН, Зеленогорская площадь. Перфорирован пласт «а» в интервале 1778,0...1784,0 м. Ниже его в интервале 1785,6...1786,6 м залегает неперфорированный продуктивный пласт «б₁». Составлен проект гидроразрыва пласта «а», в котором, как обычно, не учтено наличие пласта «б₁», т. е. принята последовательность из трех пластов: «неколлектор–коллектор «а»–неколлектор». Трещина по проекту ушла вниз до глубины 1786,5 м и, естественно, прорвала пласт «б₁». В ходе процесса гидроразрыва был получен «СТОП».

Моделирование ситуаций с помощью программы Майера.

Пример 1. Разрыв в коллекторе (базовый вариант). Принята трехслойная модель разреза, включающая неколлектор до глубины 1720 м (TVD), коллектор до глубины 1724 м (TVD) и неколлектор до глубины 1731 м (TVD). Пласт-коллектор перфорирован на всю толщину. Параметры пород приняты типичные для Ромашкинского месторождения. Трещина имеет длину 118,6 м и высоту 25,6 м (рис. 8.8).

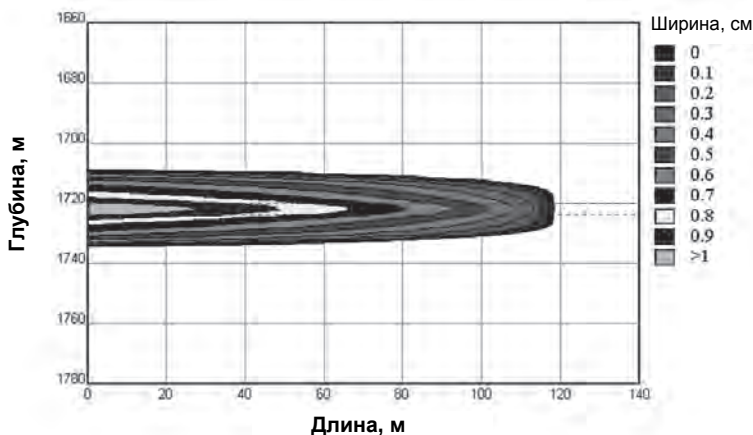


Рис. 8.8. Профиль ширины трещины, базовый вариант

Пример 2. Такая же геологическая ситуация, однако перфорация смещена вниз на половину толщины пласта с захватом неколлектора (1722...1726 м). Видно, что геометрия трещины изменилась в сторону увеличения высоты. Высота увеличилась до 53,3 м, при этом длина уменьшилась до 68,5 м (рис. 8.9).

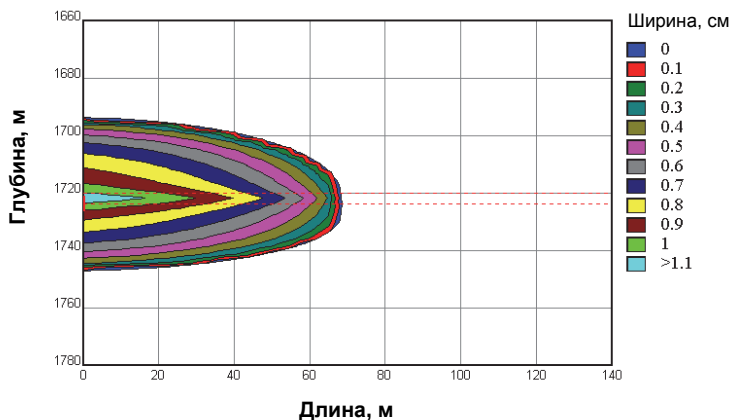


Рис. 8.9. Профиль ширины трещины, частично вскрыт неколлектор

Пример 3. Такая же геологическая ситуация, однако перфорация смещена вниз на толщину пласта (вскрыт неколлектор ниже пласта в интервале 1724...1728 м, коллектор не вскрыт). Высота трещины выросла до 94,2 м, длина сократилась до 48,1 м (рис. 8.10).

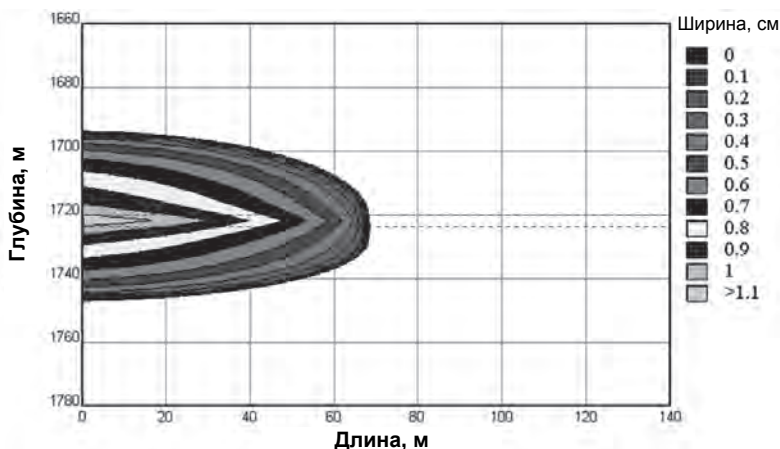


Рис. 8.10. Профиль ширины трещины, вскрыт только неколлектор

Пример 4. Разрыв с двумя интервалами перфораций. Один интервал 1720...1724 м вскрывает коллектор, другой 1710...1714 м – вышележащую покрывку. В результате закачки образовалось две трещины. Трещина, зарождение которой произошло в покрывке, имеет общую высоту 45,9 м и длину (если точнее, то полудлину, т. е. длину одного крыла) 18 м. Геометрия ее очень близка к радиальной. Эта трещина создаст канал для заколонных перетоков, если в интервале ее развития окажутся пласты-коллекторы. Для трещины, которая возникла в коллекторе, существуют барьеры по напряжению, которые ограничили вертикальный рост трещины. Длина этой трещины 121,3 м при высоте 19 м. За счет интерференции трещин ее геометрические размеры по сравнению с примером 1 несколько изменились (рис. 8.11).

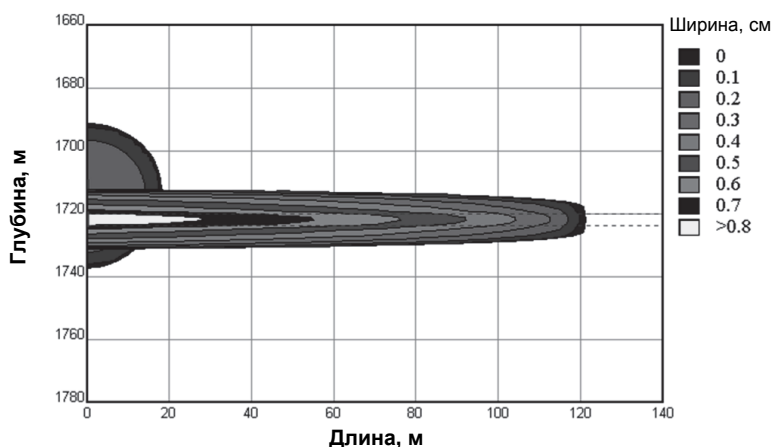


Рис. 8.11. Профиль ширины трещины, два интервала вскрытия

Пример 5. Создание условий «СТОПа» соседним неучтенным и неперфорированным пластом.

Ситуация первая. Простой разрез скважины: три слоя пород, неколлектор, коллектор, неколлектор. Фильтрационная характеристика разреза приведена на рис. 8.12.

	Zone Name	Depth at Bottom (m)	Reservoir Pressure (atm)	Total Compress. (1/MPa)	Permeability (md)	Porosity (%)	Fluid Visc. Reservoir (cp)	Fluid Visc. Filtrate (cp)	Cw (ft/minS)	Spurt Loss (cm/cm)
1	покрышка	1720	160.4	0.001042	0.1	0.5	1.3	3	1.0e-04	0
2	коллектор	1724	160.4	0.0018	50	15.1	1.3	3	0.0035	0.4
3	перемычка	1745	160.4	0.001042	0.1	0.5	1.3	3	1.0e-04	0
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										

Рис. 8.12. Фильтрационная характеристика разреза с одним пластом

Процесс завершается успешно, «СТОПа» нет (рис. 8.13).

Zone Name		Time (min)	Volume (mi)	Net Pressure (atm)	Fracture Length (m)	Max. Width at Perfs (cm)	Total Height (m)	Fracture Efficiency
1. plast	☒	28.81	46.64	58.46	117.9	0.8717	26.7	0.4649

☒ Open
 ☐ Screened-Out
 ☐ Packed
 ☒ Closed
 ☐ No Frac

Рис. 8.13. Окно моделирования, простой разрез скважины

Ситуация вторая. Усложненный разрез скважины: Ниже продуктивного пласта залегает другой продуктивный пласт, не вскрытый перфорацией. Толщина перемычки между пластами 4 м. Нижний пласт находится в зоне развития трещины. Фильтрационная характеристика разреза приведена на рис. 8.14.

Процесс завершен со «СТОПом» (рис. 8.15).

Fluid Loss Data (Harmonic or Dynamic Model)

	Zone Name	Depth at Bottom (m)	Reservoir Pressure (atm)	Total Compres. (1/MPa)	Permeability (md)	Porosity (%)	Fluid Visc. Reservoir (cp)	Fluid Visc. Filtrate (cp)	Cw (ft/minS)	Spurt Loss (cm/cm)
1	покрышка	1720	160.4	0.001042	0.1	0.5	1.3	3	1.0e-04	0
2	коллектор	1724	160.4	0.0018	50	15.1	1.3	3	0.0035	0.4
3	перемычка	1728	160.4	0.001042	0.1	0.5	1.3	3	1.0e-04	0
4	коллектор	1731	160.4	0.0018	160	21	1.3	3	0.0035	2
5	перемычка	1745	160.4	0.001042	0.1	0.5	1.3	3	1.0e-04	0
6										
7										
8										
9										
10										

</

Рис. 8.14. Фильтрационные параметры разреза с дополнительным пластом

Simulation Data							
Zone Name	Time (min)	Volume (mi)	Net Pressure (atm)	Fracture Length (m)	Max. Width at Perfs (cm)	Total Height (m)	Fracture Efficiency
1. plast	28.81	46.64	72.27	88.42	1.099	15.55	0.2915
☒ Open ☐ Screened-Out ☐ Packed ☒ Closed ☐ No Frac							

Рис. 8.15. Окно моделирования, два проницаемых пласта рядом

«СТОП» при таком расположении пластов возникает на 23-й минуте закачки. Время наступления «СТОПа» зависит от толщины перемычки. Чем ближе нижележащий проницаемый пласт, тем раньше происходит «СТОП», и наоборот, чем толще перемычка, тем позднее «СТОП». Это подтверждает наличие взаимовлияния пластов.

Необходимо обратить внимание на важность параметра Spurt Loss (мгновенная утечка). В средне- и высокопроницаемых коллекторах он очень сильно влияет на появление «СТОПов». Чем выше мгновенная утечка, тем больше вероятность возникновения «СТОПа». О значении этого параметра при разрыве средне- и высокопроницаемых пластов писали и говорили многие исследователи. Потери жидкости на спурт в высокопроницаемых коллекторах могут на несколько порядков превосходить аналогичные потери в низкопроницаемых. Задавать его равным нулю можно с достаточным основанием только при разрыве малопроницаемых пластов.

8.6. Дополнительные замечания по работе с программой Майера

1. Представляет интерес проектирование повторного ГРП. На первый взгляд это примерно то же самое, что и многоцикловый процесс, но с большим промежутком между циклами и с изливом жидкости из скважины. Очевидно, что к моменту повторного ГРП притрещинная часть пласта оказывается засоренной (закольматированной), т. е. скин трещины становится высоким положительным. Действие и эффективность такой забитой, а также закольматированной трещины рассматривались в работе [19]. Как симулятор Майера может учесть наличие трещины при проектировании, остается вопросом.

2. Сопоставить параметры процесса – расход, давление, концентрация – можно как в MFrac, так и в MView. Однако сопоставить характеристики трещины, например, по двум разным проектам, можно только в MView.

3. Иногда бывает трудно установить факт смыкания трещины в MinFrac. Это может быть в случае, когда по проекту время смыкания продолжительное, а запись процесса короткая. Регрессионный анализ с помощью программы Майера даст какое-то значение времени, но оно будет неверным. Тогда надо смотреть производную. Если она гладкая, смыкание за время записи не происходит.

4. Если положение перфорации не совпадает с продуктивным пластом (т. е. пластом, который имеет меньшее напряжение по сравнению с вмещающими породами), то программа Майера это не фиксирует и проводит расчет развития трещины. Однако высота трещины получается при этом очень большой, практически сравнимой, а иногда даже и превосходящей ее длину. Эта ошибка может остаться незамеченной. Взаимное расположение профиля напряжений и продуктивного пласта можно видеть на графиках Width & Stress profiles из раздела Fracture characteristics plots. Положение интервала перфорации отображается на этих графиках отрезком толстой красной линии на оси ординат. Положение интервала перфорации по отношению к продуктивному пласту можно также увидеть на графиках Profile plots или Contour plots из раздела Proppant transport, в виде отрезка толстой красной линии на оси ординат.

5. Перед тем, как выполнить расчеты (т. е. нажать кнопку Run), необходимо убедиться в том, что в заголовке окна установлено

правильное (т. е. соответствующее рассчитываемому варианту и скважине) название файла. Иначе в процессе расчета будет произведен вывод в файлы другой скважины или варианта, и они будут испорчены, т. е. информация в них будет перезаписана.

6. До сих пор не удалось определить параметр «критическое напряжение». Этот параметр ограничивает рост трещины в высоту за счет роста длины. Если выставить очень большое значение критического напряжения (выше напряжений в пластах), трещина вообще перестает расти в высоту, растет только в длину. Сечение ее (ширина) существенно увеличивается и превращается в правильный эллипс. Параметр важный, но непонятный.

7. Отсчет верхней и нижней высоты трещины идет от середины интервала перфорации. Это следует иметь в виду, поскольку не всегда положение интервала перфорации совпадает с положением продуктивного пласта.

8. Для борьбы со «СТОПами» можно рекомендовать совместный разрыв нескольких пластов. Если в каком-то пласте и произойдет «СТОП», то другой пласт будет продолжать принимать жидкость-песконоситель и процесс в целом завершится нормально. Чтобы одновременно в нескольких пластах произошел «СТОП», маловероятно (это как буксование автомобиля – обычно буксует только одно колесо, очень редко оба).

Пример – окно моделирования (рис. 8.16).

Zone Name	Time (min)	Volume (mi)	Net Pressure (atm)	Fracture Length (m)	Max. Width at Perfs (cm)	Total Height (m)	Fracture Efficiency
1. silt	28.75	10.77	22.84	18.13	0.2455	46.16	0.6159
2. plast	28.75	35.77	61.15	121.7	0.8239	18.7	0.4418

☒ Open
 ☐ Screened-Out
 ☐ Packed
 ☒ Closed
 ☐ No Frac

Рис. 8.16. Моделирование совместного разрыва двух интервалов

Здесь производили закачку в два интервала перфорации. Несмотря на то, что в верхнем интервале silt «СТОП» произошел, нижний интервал plast продолжал принимать проппант, и процесс завершился нормально за расчетное время 28,75 мин, при этом были полностью закачаны запланированные объем смеси 46,54 м³ и проппант массой 8975 кг.

8.7. Анализ давления в процессе гидравлического разрыва

Заключение о характере развития трещины гидроразрыва может быть сделано по логарифмическим графикам эффективного забойного давления в зависимости от времени. Для этого нужно знать забойное давление и наименьшее главное напряжение (давление смыкания трещины), прежде чем может быть вычислено эффективное давление.

Забойное давление может быть измерено забойными манометрами или устьевыми при работе без пакера. К сожалению, эти методики не используются вследствие увеличения затрат и осложнений при работе. Обычно забойные давления вычисляются по замерам устьевых давлений. Точность, с которой вычисленные забойные давления воспроизводят фактические забойные давления, зависит главным образом от точности определения потерь на трение жидкости разрыва и жидкости с проппантом. Влияние потерь на трение жидкости на вычисленные забойные давления увеличивается по мере того, как уменьшается диаметр труб, поэтому при закачке через НКТ точные данные по потерям давления в трубах особенно необходимы.

Если в процессе гидроразрыва забойное давление не измеряется непосредственно, оно вычисляется следующим образом:

$$p_{iw} = p_{wh} + p_h - p_{pf} - p_{tf}, \quad (8.9)$$

где p_{iw} – забойное давление разрыва; p_{wh} – устьевое давление; p_h – гидростатическое давление жидкости в скважине; p_{pf} – потери давления в перфорации и в призабойной зоне; p_{tf} – потери давления на трение в трубах.

При гидроразрыве p_{wh} измеряется непосредственно, p_h вычисляется, p_{pf} и p_{tf} обычно не замеряются.

Для расчета потерь давления на трение в скважине необходимо располагать реологическими характеристиками жидкости разрыва. Информация такого рода часто отсутствует, особенно для новых рецептур.

Данные по потерям давления на трение (эмпирические данные) могут существенно отличаться от промысловых данных. Это неизбежно вследствие изменений в составе рабочей жидкости, концентрации полимера и температуры используемой воды. Эти измене-

ния влияют на реологию жидкости разрыва и соответственно на величину потерь давления.

Программа MFrac позволяет задавать и использовать при моделировании потери давления в призабойной зоне и перфорации. Эти потери вызваны наличием какого-либо околоскважинного фактора, например, извилистости, эрозии перфорации, образования множественных трещин и т. д. Имеется возможность создавать таблицу потерь давления в околоскважинном пространстве в режиме реального времени или воспроизведения с использованием программы MView (кнопка Import RT). Однако это возможно лишь в случае, когда в программу MFrac передаются значения забойного давления, зарегистрированные в ходе процесса разрыва.

База данных программы MFrac имеет раздел, содержащий данные по трению для труб различного диаметра. Информация в нее поставляется сервисными компаниями и разработчиками рецептур технологических жидкостей. Использование данных из базы предпочтительнее при отсутствии надежных реологических характеристик жидкостей или при занесении в нее экспериментальных значений потерь на трение.

Однако можно получить данные по потерям на трение, откалиброванные для применяемых жидкостей и труб, используя методики, изложенные ниже. Применение таких откалиброванных данных существенно улучшает точность расчета забойных и эффективных давлений.

Методики, представленные в этом разделе, заключаются только в непродолжительном изменении расхода закачки. Они легко выполнимы и не влияют на результат проведения процесса. Кроме того, во время любой стадии процесса гидроразрыва могут произойти незапланированные остановки. Эти остановки очень ценны, так как они предоставляют информацию для калибровки потерь на трение жидкости разрыва и жидкости с проппантом.

Схема процесса, который включает эти систематические изменения расхода, приведена на рис. 8.17. Методика *A* соответствует интервалу времени, отмеченному на рис. 8.17 как «*A*». Аналогично, методики *B* и *C* соответствуют интервалам, помеченным как «*B*» и «*C*», и т. д.

Методику *A* оценки давления смыкания и потерь давления на трение в перфорации и в призабойной зоне целесообразно использовать для оценки давления смыкания трещины, когда не прово-

дится минифрак. Эта методика заключается в закачке небольшого объема незагущенной воды в пласт и в непродолжительном наблюдении за падением давления. Методика также дает средство для оценки трения в перфорации. Эту методику целесообразно использовать перед всеми обработками, чтобы выявить осложнения, связанные с перфорацией.

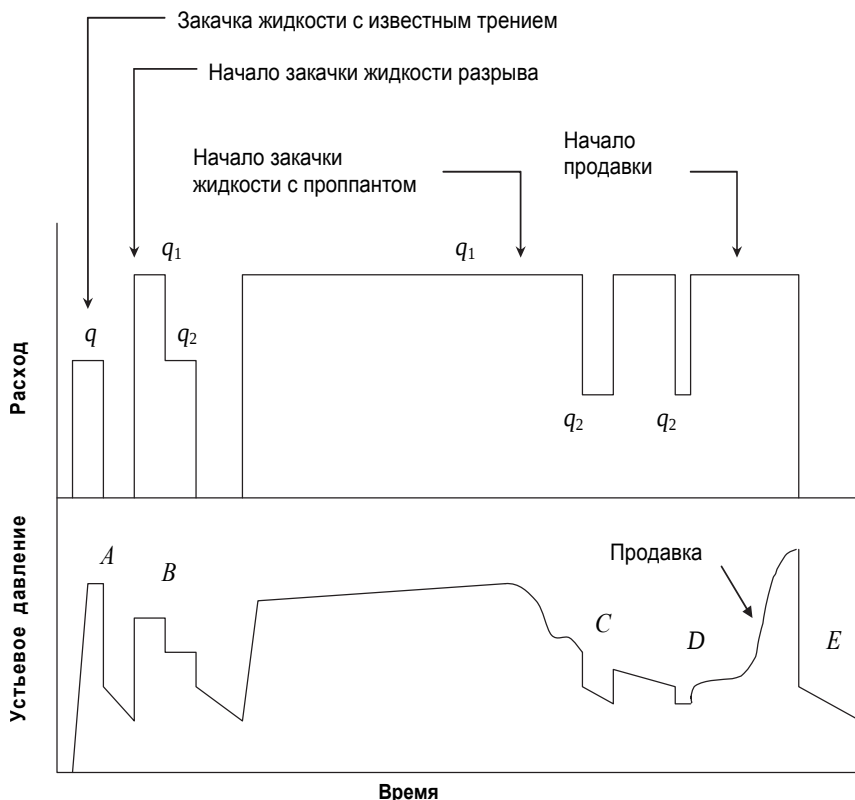


Рис. 8.17. Схема процесса гидроразрыва с изменениями расхода

Если получены потери на трение в перфорации p_{pf} , то потери на трение в трубах p_{tf} для жидкости, не содержащей проппант, могут быть легко определены в ходе проведения процесса гидравлического разрыва. Методика *B* основана на вышеприведенном уравнении (8.9) и заключается также в непродолжительном изменении расхода закачки. Результирующие изменения в устьевом давлении,

вызванные последовательными изменениями расхода, позволяют получить таблицу фактических градиентов потерь на трение в трубах для данного типа жидкости.

Если во время проведения методик *A* и *B* были измерены потери давления жидкости разрыва в перфорации и призабойной зоне и потери давления в трубах и жидкость с проппантом та же самая, как и жидкость разрыва (или аналогичная), то на интервалах закачки *C*, *D* с разной концентрацией проппанта может быть применена последовательность изменения расхода, аналогичная методике *B*, чтобы вычислить потери давления в трубах жидкости с проппантом (методики *C*, *D*, см. рис. 8.17). Интервал *E* соответствует области анализа давления после прекращения закачки.

Методика A. Оценка давления смыкания и потерь давления в перфорации и призабойной зоне

- Начинаем с закачки ньютоновской жидкости, потери давления на трение которой известны или их можно вычислить достаточно точно (например, незагушенная вода, дегазированная нефть).

- Закачиваем от 8 до 16 м³ в пласт (одну-две автоцистерны). Закачать с расходом *q*, равным планируемому расходу в процессе гидроразрыва или не превышающим максимальное устьевое давление, в зависимости от того, что меньше. Это создаст небольшую трещину.

- Незадолго до остановки снижаем расход до очень низкой величины (один насос на низшей скорости в течение [глубина (футы)/1000] с). Это избавит от гидравлических ударов при выключении насосов (уменьшит пульсации давления). Значение давления в начале закачки с малым расходом используем в качестве давления после ГРП (ISIP, или p_{isi}).

Вычисление давления смыкания p_c .

Эффективность жидкости для маленькой трещины примерно равна 10 %. При таком значении трещина сомкнется после остановки приблизительно через время

$$t_c = \frac{\text{Pump time}}{10}, \text{ мин}, \quad (8.10)$$

где *Pump time* – время закачки.

Устьевое давление в момент времени t_c есть устьевое давление смыкания p_{sc} . Забойное давление смыкания является суммой гидростатического давления p_h и p_{sc} :

$$p_c = p_{sc} + p_h. \quad (8.11)$$

Гидростатическое давление при этом должно быть подсчитано в середине интервала перфорации.

Вычисление потерь давления в перфорации и призабойной зоне p_{pf} .

Используем разность давлений Δp до и после остановки и известные потери давления в трубах p_{tf} закачиваемой жидкости, чтобы вычислить p_{pf} :

$$\begin{aligned} \Delta p &= p_{\max} - p_{isi} \quad \text{и} \\ p_{pf} &= \Delta p - p_{tf}. \end{aligned} \quad (8.12)$$

Методика В. Оценка потерь давления на трение и эффективного давления.

- После выполнения методики *А* закачиваем приблизительно два объема НКТ, обсадной колонны или кольцевого пространства жидкости разрыва с запланированным расходом гидроразрыва пласта q_1 . Если этот объем составляет $\frac{3}{4}$ всего объема жидкости разрыва или больше, закачиваем $\frac{3}{4}$ объема жидкости разрыва.

- Уменьшаем расход q_1 на некоторый множитель f . Новый расход стал q_2 : $q_2 = f q_1$, например, $q_2 = 0,7 q_1$ или $0,5 q_1$.

- Определяем разность давлений Δp_1 , вызванную изменением расхода.

- Как только будет зарегистрирована надежная величина давления, прекращаем закачку и определяем давление в момент останова p_{isi} и Δp_2 . (Если ожидаются всплески давления, используем процедуру остановки, описанную в методике *А*.)

- Как только будут зарегистрированы надежные величины давления, возобновляем закачку с расходом q_1 .

- Определяем Δp_3 из давлений до и после возобновления закачки. Величина $\Delta p_1 + \Delta p_2$ должна быть примерно такой же, как и Δp_3 .

Уравнения для вычисления неизвестных величин:

$$\begin{aligned} p_{f_1} (\text{при } q_1) &= \Delta p_1 + \Delta p_2 - p_{pf}, \\ p_{f_2} (\text{при } q_2) &= \Delta p_2 = f^2 p_{pf}, \\ p_n &\approx 1,1(p_{isi} + p_h - p_c), \end{aligned} \quad (8.13)$$

где p_n – эффективное давление в трещине в момент остановки закачки.

В практике работ Лениногорского УПНП и КРС по гидроразрыву пластов указанные методики не применялись. Однако непредвиденные остановки и снижение расхода закачки при производстве ГРП на некоторых скважинах позволяют проиллюстрировать их применение.

Для иллюстрации методик используем графики записи параметров процесса, полученные на бумажных носителях. Для компьютерной обработки и точного отсчета значений графики были отсканированы, в *Excel* на них наложена масштабная сетка и создан графический интерфейс. Он представляет собой диаграмму, состоящую из одной фигуры с перекрещивающимися линиями. Перекрестие нитей можно передвигать мышью, при этом значение в связанной с ней ячейке автоматически устанавливается равным координате той точки, на которую установлено перекрестие. Диаграмма *Excel* масштабируется на сканированном графике так, чтобы отметки давления и времени на координатных осях совпали.

Таким образом, компьютер действует как компаратор аналогично оцифровке диаграмм записи глубинных манометров. Снятые с диаграмм значения используются в *Excel* при расчете искомых величин.

Методика А. В скв. 14795 АН в самом начале процесса ГРП произошло кратковременное отключение насосов. В скважине при этом находилась дегазированная нефть. Расход закачки перед отключением составлял $0,84 \text{ м}^3/\text{мин}$, давление на устье в момент отключения $15,0 \text{ МПа}$ (рис. 8.18). Был зарегистрирован непродолжительный период снижения давления, примерно 2 мин.

Если принять эффективность рабочей жидкости согласно указаниям методики А, примерно равной 10 %, то время смыкания трещины составит приблизительно одну десятую от времени закачки. В данном случае время закачки составило ≈ 1 мин. Тогда время смыкания трещины составит ≈ 6 с после отключения. Давление на устье в этот момент примерно равно $p_{sc} = 14,52 \text{ МПа}$. Гидростатическое давление столба дегазированной нефти определяем, зная глубину скважины $L = 1644,2 \text{ м}$ и плотность $\rho = 860 \text{ кг/м}^3$:

$$p_h = \rho g L = 860 \cdot 9,81 \cdot 1644,2 \cdot 10^{-6} = 13,87 \text{ МПа}.$$

Это дает оценку давления смыкания трещины:

$$p_c = p_{sc} + p_h = 14,52 + 13,87 = 28,39 \text{ МПа}.$$

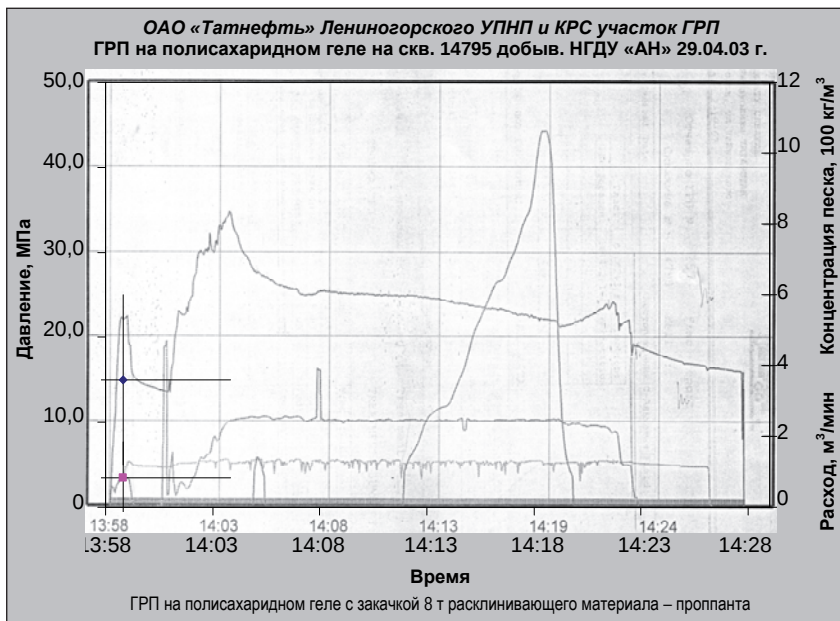


Рис. 8.18. Иллюстрация методики А

Далее оценим потери на трение в призабойной зоне и перфорации. Устьевое давление перед остановкой составило $p_{\max} = 21,78$ МПа, а после остановки $p_{\text{isi}} = 15,01$ МПа. Общие потери на трение при закачке с расходом $0,84 \text{ м}^3/\text{сут}$ составили $\Delta p = 6,77$ МПа. Для оценки потерь на трение в трубах p_{tf} используем формулу Дарси–Вейсбаха.

Исходные данные:

- внутренний диаметр НКТ 76 мм;
- вязкость дегазированной нефти $20 \text{ МПа} \cdot \text{с}$;
- скорость течения в НКТ $v = 3,088 \text{ м/с}$;
- число Рейнольдса $Re = 10090$;
- режим течения турбулентный.

Находим коэффициент трения по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = 0,032 .$$

Тогда потери на трение в трубах составят

$$p_{\text{tf}} = \lambda \cdot \frac{\rho L v^2}{2 \cdot 10^6 \left(\frac{d}{1000} \right)} = 2,8 \text{ МПа} .$$

Эти расчеты можно сделать гораздо быстрее и проще, если в распоряжении имеются графики потерь давления на трение на 1000 м длины трубы в зависимости от расхода.

Находим градиент потерь давления в трубах:

$$G_f = \frac{2,8}{1,6642} = 1,68 \frac{\text{МПа}}{1000 \text{ м}}.$$

Находим потери на трение в перфорации и призабойной зоне:

$$p_{pf} = \Delta p - p_{tf} = 6,77 - 2,8 = 3,97 \text{ МПа}.$$

Полученную величину вводим в таблицу на вкладке «Zone data» программы MFrac для расхода 0,84 м³/мин. Характерно, что потери на трение в перфорации все симуляторы вычисляют по формулам для ньютоновской жидкости, т. е. эта величина одинакова для всех жидкостей.

Методика В. Для иллюстрации этой методики выбрана скв. 12523 ЛН. В процессе закачки жидкости разрыва в эту скважину происходили неоднократные понижения темпа закачки и остановки агрегатов, что видно на графике (рис. 8.19).

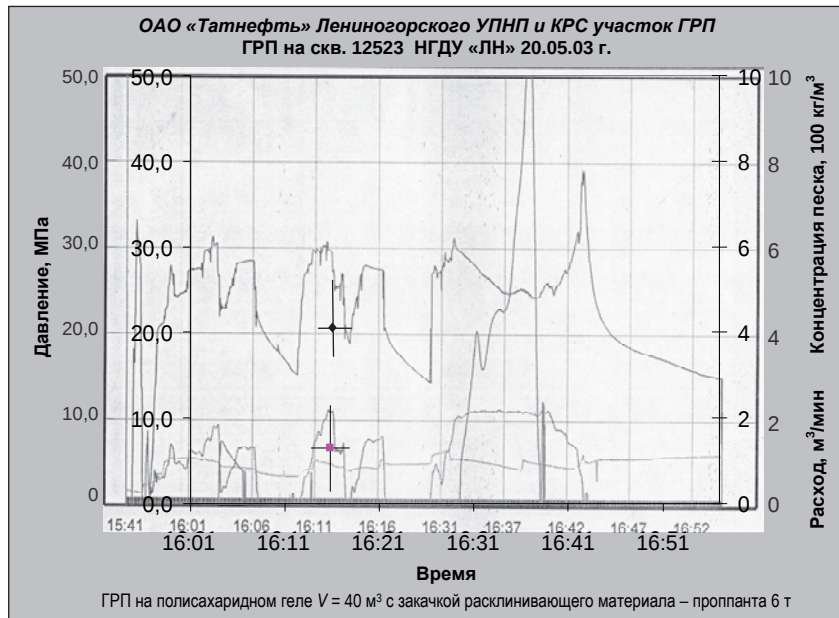


Рис. 8.19. Иллюстрация методики В

Используем для расчета снижение темпа закачки, случившееся примерно в 16 ч 12 мин. Расход жидкости разрыва до снижения составлял $q_1 = 2,28 \text{ м}^3/\text{мин}$, давление на устье при этом было 30,6 МПа. После снижения расхода до $q_2 = 1,29 \text{ м}^3/\text{мин}$ давление на устье упало до 25,3 МПа. Затем, когда произошло отключение насоса примерно в 16 ч 13 мин, давление упало до $p_{isi} = 20,7 \text{ МПа}$. Соответствующие пары значений давление–расход используем для расчета потерь давления в трубах при закачке жидкости разрыва.

Глубина скважины $L = 1774,5 \text{ м}$, плотность геля $\rho = 1050 \text{ кг/м}^3$, гидростатическое давление столба геля в скважине $p_h = 18,28 \text{ МПа}$. Давление смыкания трещины примерно одинаково для всех скважин терригенного девона Ромашкинского месторождения. Берем его по аналогии из предыдущего примера равным $p_c = 28,39 \text{ МПа}$. Потери на трение в перфорации для этой скважины были определены ранее и составили $p_{pf} = 5,41 \text{ МПа}$.

$$\text{Отношение дебитов } f = \frac{q_2}{q_1} = 0,566, \Delta p_1 = 5,3 \text{ МПа}, \Delta p_2 = 4,6 \text{ МПа}.$$

Общее снижение давления $\Delta p_1 + \Delta p_2 = 9,9 \text{ МПа}$.

Вычитая из общего снижения давления потери на трение в перфорации, получаем потери на трение в трубах при расходе $q_1 = 2,28 \text{ м}^3/\text{мин}$: $p_{f1} = 4,30 \text{ МПа}$. Потери в трубах при расходе $q_2 = 1,29 \text{ м}^3/\text{мин}$ получим, вычитая из Δp_2 потери в перфорации, умноженные на f^2 : $p_{f2} = 2,78 \text{ МПа}$.

Результаты расчета потерь давления в трубах приведены в таблице. Значения в первой и четвертой колонках этой таблицы можно непосредственно занести в базу жидкостей программы MFrac (с указанием гидравлического диаметра трубы), или использовать их для задания корректирующего множителя.

Расход, $\text{м}^3/\text{мин}$	Давление на устье, МПа	Потери на трение в трубах, МПа	Градиент потерь на трение в трубах, МПа/1000 м
2,28	30,6	4,30	2,42
1,29	25,3	2,78	1,57
0	20,7	0	0

Затем определяем эффективное давление в трещине по нижней формуле (8.13): $p_n = 11,21 \text{ МПа}$.

Градиент трения жидкости p_f согласуется по аналогичным разрывам для вертикальных скважин. Поэтому после того как p_f точно определено в ходе одного процесса, оно может использоваться в

последующих процессах, в которых используется та же самая рабочая жидкость и закачка ведется по трубе того же самого размера.

Рассчитать потери на трение в трубах жидкости с проппантом можно аналогично, если использовать изменения давления на участке C процесса гидроразрыва (Методика C).

Для пользователей комплекса Майера методика C представляет в основном теоретический интерес, так как программа MFrac вычисляет увеличение потерь на трение в трубах при движении суспензии по своим внутренним формулам (корреляция Keck et al., SPEPE, 1992) и не требует никакой корректировки. Однако для некоторых суспензий эта корреляция может оказаться неточной. В таких случаях следует определять множитель коэффициента трения как функцию концентрации проппанта и задавать его в программе.

В заключение следует отметить, что все методики должны выполняться последовательно на одной и той же скважине. Тогда расчеты можно провести до конца, а результаты будут согласованными.

Преимущества методик:

- не нужно знать вязкость и реологические параметры жидкости разрыва, а также коэффициент сопротивления трения;
- все величины определяются именно для той жидкости, которая применяется в данной скважине.

Ценность методик возрастает при применении новых рецептур, которые отсутствуют в базе данных Майера или для которых неизвестны или трудно определимы вязкость и реологические параметры при скоростях течения, соответствующих реальному процессу.

8.8. Определение параметров по кривой спада давления

В практике работ Лениногорского УПНП и КРС применяется кратковременная запись давления после процесса при закрытом устье. Такая информация является достаточно ценной, так как позволяет в ряде случаев определять параметры гидроразрыва, которые затем можно использовать при проектировании последующих процессов, а также оперативно оценивать результат проведенной работы (параметры трещины).

Среднее время закачки технологической жидкости для условий терригенного девона Ромашкинского месторождения составляет 21 мин. Более короткие времена закачки связаны в основном с яв-

лениями «СТОПа», когда закачка прерывается вследствие резкого повышения устьевого давления. Более длинные времена закачки характерны для скважин, при обработке которых возникали неполадки, например, утечки в соединениях труб, аварийные остановки агрегатов, на устранение которых требовалось определенное время, а регистратор при этом работал в непрерывном режиме. Среднее время регистрации спада давления составляет 7 мин, минимальное – 4 мин и максимальное – 12 мин.

Время смыкания трещины при наличии проппанта очень короткое, например, для рассмотренной далее скв. 21183 НГДУ «Альметьевнефть» оно равно $\approx 3,5$ мин, а для скв. 5662 $\approx 1,5$ мин. Таким образом, безразмерное время для построения графика G составит в среднем 0,333. Для остальной части кривой падения давления аналитическое представление отсутствует, и она не представляет собой ценности как источник информации.

В ряде скважин начальный участок кривой падения давления получается прямолинейным, что позволяет использовать его для интерпретации. Это возможно при проведении процессов обычного ГРП и TSO, в которых коэффициент заполнения трещины проппантом меньше единицы. В процессе Frac-Pack создается полная набивка трещины, поэтому смыкания трещины не происходит и кривая спада давления не имеет излома. В этом случае она является неинформативной.

График снижения давления после прекращения закачки в зависимости от специальных функций времени позволяет установить связи между шириной, длиной, эффективностью жидкости и коэффициентом утечек [23, 24, 31]. Эффективность жидкости – это отношение объема трещины к общему закачанному объему жидкости. Коэффициент утечки, очень существенный параметр для проектирования гидроразрыва, вычисляется по скорости спада давления.

При анализе используются специальные функции времени.

Функция объема $g(\Delta t_D)$:

$$g(\Delta t_D) = \frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_D)^{\frac{3}{2}} - \Delta t_D^{\frac{3}{2}} \right] \quad \text{и} \quad g_0 = g(0) = \frac{4}{3} \quad (8.14)$$

для $\alpha = 1$ (отсутствие фильтрации, эффективность жидкости равна 1);

$$g(\Delta t_D) = (1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-\frac{1}{2}} + \Delta t_D^{\frac{1}{2}} \quad \text{и} \quad g_0 = \frac{\pi}{2} \quad (8.15)$$

для $\alpha = 1/2$ (полная фильтрация, эффективность равна 0);

$\alpha = (2n + 2)/(2n + 3)$ – для модели PKN;

$\alpha = (n + 1)/(n + 2)$ – для модели KGD,

где n – показатель экспоненты степенного закона (индекс потока); PKN – модель трещины Перкинса-Керна-Нордгрена; KGD – модель трещины Христиановича-Гиртсма-де-Клерка; Δt_D – безразмерное время после прекращения закачки.

Следует отметить, что разница между верхней и нижней границами уменьшается с течением времени после прекращения закачки (т. е. точное значение α не является критическим).

Безразмерная функция смыкания G :

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D) - g_0]. \quad (8.16)$$

График зависимости давления p_w от $G(\Delta t_D)$ теоретически представляет собой прямую линию с отрицательным наклоном p^* , как показано на рис. 8.20. Здесь p^* определяется как

$$p^* = \frac{\pi C_L r_p \sqrt{t_p}}{2c_f}, \quad (8.17)$$

где C_L – коэффициент утечки (фильтрации геля в пласт); r_p – отношение проницаемой площади к общей площади трещины; t_p – время закачки; c_f – коэффициент сжимаемости трещины.

Это соотношение используется для определения коэффициента утечки C_L .

График G аналогичен графику Хорнера для падения или восстановления давления при определении пластовых параметров. Кроме параметров утечки, он дает диагностическую информацию об отклонениях от идеального поведения.

Для расчетов объема трещины, исходя из значения давления в скважине, необходим коэффициент β . Он является отношением среднего эффективного давления в трещине и эффективного давления в скважине:

$$\beta = \frac{\Delta \bar{p}_f}{\Delta p_f} = \frac{\bar{p}_f - p_c}{p_w - p_c}. \quad (8.18)$$

где $\bar{p}_f$ – среднее давление в трещине; p_w – давление на забое скважины; p_c – давление смыкания трещины.

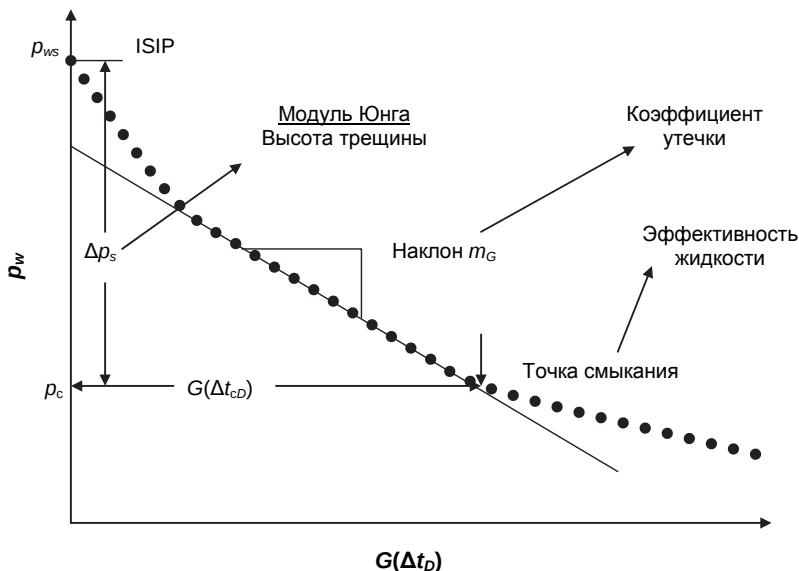


Рис. 8.20. Кривая падения давления

Значение β во время закачки (β_p) отличается от значения β после прекращения закачки (β_s). Во время закачки

$$\beta_p \approx \frac{n' + 2}{n' + 3} \text{ для модели PKN. } \beta_p \approx 0,9 \text{ для модели KGD,} \quad (8.19)$$

где n' – индекс поведения потока, зависящий от геометрии течения. Для степенного закона течения $n' = n$.

После прекращения закачки

$$\beta_s \approx \frac{2n' + 2}{2n' + 3} \text{ для модели PKN. } \beta_s \approx 0,95 \text{ для модели KGD.} \quad (8.20)$$

β_s и β_p используются для перевода эффективного давления после прекращения закачки (Δp_s) в эффективное давление в конце закачки (Δp_p):

$$\Delta p_p = \frac{\beta_s}{\beta_p} \cdot \Delta p_s. \quad (8.21)$$

Регистрация параметров процесса в электронном виде была получена для двух скважин – 21183 и 5662 НГДУ «Альметьевнефть». Из отчета о процессе были взяты время закачки и время регистрации падения давления, все остальные величины – из про-

екта. По этим данным были вычислены функции g и G , построены графики и проведена интерпретация. При построении графиков использовались устьевые давления, а не забойные, поскольку при отсутствии течения жидкости они отличаются только на постоянную величину (гидростатическое давление), которая не влияет на наклон графика.

Исходные данные для скв. 21183 НГДУ «Альметьевнефть»:

- объем закачанной смеси $V_i = 47,425 \text{ м}^3$;
- время закачки $t_p = 21 \text{ мин}$;
- закрепленная высота трещины (проницаемая) $h_p = 3,03 \text{ м}$;
- общая высота трещины $h_f = 3,47 \text{ м}$;
- эффективность жидкости $\eta = 0,08$;
- длина трещины по проекту $x_f = 114,48 \text{ м}$;
- максимальная ширина трещины по проекту $w = 1,009 \text{ см}$;
- время записи давления $t_s = 8 \text{ мин}$.

График G для этой скважины приведен на рис. 8.21.

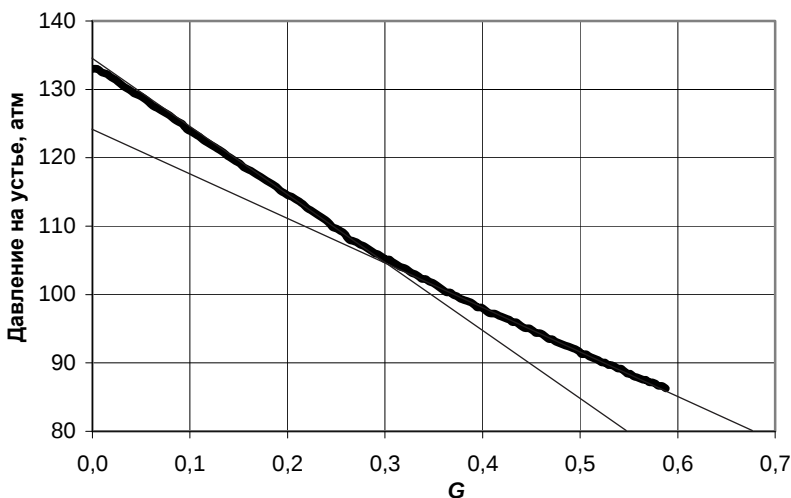


Рис. 8.21. График G для скв. 21183

Видно, что график четко состоит из двух прямых линий. Начальный отрезок прямой от $G = 0$ до $G \approx 0,3$ соответствует свободному смыканию, не искаженному влиянием проппанта. Второй отрезок с меньшим углом наклона соответствует трещине с зажатым проппантом. Видно, что упаковка проппанта непосредственно после процесса представляет собой малопроницаемое (или даже непроницаемое) образование, в противном случае наклон был бы

увеличен. Угловой коэффициент начального отрезка равен 9,332 МПа. Определить его просто – с помощью функций Excel «Наклон» или «Линейн.».

Для модели РКН при $n = 0,36$ для водного полисахаридного геля по рецептуре «Химеко-Ганг» находим

$$\beta_s = (2n + 2)/(2n + 3) = 0,731.$$

Затем рассчитываем модуль плоской деформации, используя модуль Юнга $E = 5000$ МПа и коэффициент Пуассона $\nu = 0,15$:

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} = 5115,09 \text{ МПа.}$$

Отсюда коэффициент сжимаемости (или податливость) трещины составит

$$c_f = \frac{\pi \beta h_f}{2E'} = \frac{3,14159 \cdot 0,731 \cdot 3,47}{2 \cdot 5115,09} = 0,000779 \text{ м/МПа.}$$

Затем по наклону графика находим коэффициент фильтрации геля

$$C_L = \frac{2 \cdot 9,332 \cdot c_f}{\pi r_p \sqrt{t_p}} = \frac{2 \cdot 9,332 \cdot 0,000779}{\pi \cdot \left(\frac{3,03}{3,47} \right) \cdot \sqrt{21}} = 0,0011568 \text{ м/мин}^{1/2}.$$

Величина r_p определяется из уравнения

$$r_p = \frac{h_p}{h_f},$$

где h_f – высота трещины у ствола скважины; h_p – проницаемая высота.

Полудлину трещины можно рассчитать по уравнению

$$x_f = \frac{(1 - \eta)V_i}{4 \cdot g_0 C_L h_p \sqrt{t_p}}.$$

Принимая для анализа $\alpha = 0,6$ в соответствии с рекомендациями работы [1], находим $g_0 = 1,52$ и рассчитываем длину трещины:

$$x_f = \frac{(1 - 0,08) \cdot 47,425}{4 \cdot 1,52 \cdot 0,0011568 \cdot 3,03 \cdot \sqrt{21}} = 446,75 \text{ м.}$$

И, наконец, рассчитываем ширину трещины. Объем трещины составляет $V_{fp} = \eta V_i = 0,08 \cdot 47,425 = 3,794 \text{ м}^3$. Тогда средняя ширина

$$\text{будет } w = \frac{V_{fp}}{A_f} = \frac{3,794}{2 \cdot 446,75 \cdot 3,47} = 0,00122 \text{ м.}$$

Максимальную ширину у скважины непосредственно после остановки закачки определим по уравнению

$$w_{\max, s} = w \frac{4}{\pi \beta_s} = 0,00122 \cdot \frac{4}{\pi \cdot 0,731} = 0,00213 \text{ м.}$$

Далее находим $\beta_p = \frac{n+2}{n+3} = 0,702$ и максимальную ширину непосредственно перед остановкой закачки:

$$w_{\max, p} = w_{\max, s} \frac{\beta_s}{\beta_p} = 0,00213 \cdot \frac{0,731}{0,702} = 0,00222 \text{ м.}$$

Сравнивая между собой значения длины и ширины трещины по проекту и по расчету, видим, что разница очень существенная. Длина трещины превосходит проектную примерно в 4 раза, а ширина во столько же раз меньше проектной.

Общий коэффициент фильтрации, заложенный в проект, составляет $C_L = 0,004767 \text{ м/мин}^{1/2}$, что также примерно в 4 раза превышает полученный по графику фактического падения давления. Если подставить фактическую величину C_L в формулу для определения длины трещины, сохранив остальные величины прежними, получим

$$x_f = \frac{(1-\eta)V_i}{4 \cdot g_0 C_L h_p \sqrt{t_p}} = 108,42 \text{ м.}$$

Такая длина трещины достаточно близка к проектной длине 114,48 м.

Чтобы получить такой коэффициент фильтрации, какой заложен в проекте, модуль Юнга должен быть в 4 раза меньше.

Рассмотрим теперь скв. 5662 НГДУ «Альметьевнефть». График G изображен на рис. 8.22.

Исходные данные следующие:

- объем закачанной смеси $V_i = 42,365 \text{ м}^3$;
- время закачки $t_p = 19 \text{ мин}$;
- закрепленная высота трещины (проницаемая) $h_p = 3,79 \text{ м}$;
- общая высота трещины $h_f = 4,33 \text{ м}$;
- эффективность жидкости $\eta = 0,09$;
- длина трещины по проекту $x_f = 80,192 \text{ м}$;
- максимальная ширина трещины по проекту $w = 1,13 \text{ см}$;
- время записи давления $t_s = 9 \text{ мин}$.

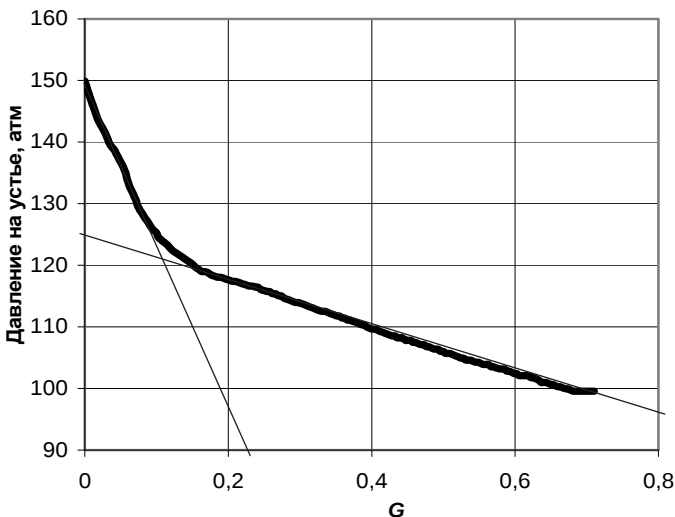


Рис. 8.22. График G для скв. 5662

Видно, что этот график в целом аналогичен предыдущему, причем наклон начального участка прямой составляет 25,22 МПа. Проведя расчеты аналогично предыдущему случаю, последовательно получим

$$\beta_s = (2n + 2)/(2n + 3 + a) = 0,731;$$

модуль плоской деформации, используя модуль Юнга $E = 5000$ МПа и коэффициент Пуассона $\nu = 0,15$:

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} = 5115,09 \text{ МПа};$$

коэффициент сжимаемости (или податливость) трещины:

$$c_f = \frac{\pi \beta h_f}{2E'} = \frac{3,14159 \cdot 0,731 \cdot 4,33}{2 \cdot 5115,09} = 0,0009723 \text{ м/МПа};$$

коэффициент утечки:

$$C_L = \frac{2 \cdot 25,22 \cdot c_f}{\pi r_p \sqrt{t_p}} = \frac{2 \cdot 25,22 \cdot 0,0009723}{\pi \cdot \left(\frac{3,79}{4,33}\right) \cdot \sqrt{19}} = 0,004091 \text{ м/мин}^{1/2};$$

полудлину трещины:

$$x_f = \frac{(1 - \eta)V_i}{4 \cdot g_0 C_L h_p \sqrt{t_p}}.$$

Принимая, как и выше, $g_0 = 1,52$ при $\alpha = 0,6$, получим

$$x_f = \frac{(1 - 0,09) \cdot 42,365}{4 \cdot 1,52 \cdot 0,004091 \cdot 3,79 \cdot \sqrt{19}} = 93,82 \text{ м};$$

объем трещины составляет $V_{fp} = \eta V_i = 0,09 \cdot 42,365 = 3,813 \text{ м}^3$;

$$\text{средняя ширина } w = \frac{V_{fp}}{A_f} = \frac{3,813}{2 \cdot 93,82 \cdot 4,33} = 0,00469 \text{ м};$$

максимальная ширина у скважины непосредственно после остановки закачки

$$w_{\max, s} = w \frac{4}{\pi \beta_s} = 0,00469 \cdot \frac{4}{\pi \cdot 0,731} = 0,00817 \text{ м};$$

$$\text{далее находим } \beta_p = \frac{n+2}{n+3} = 0,702;$$

максимальная ширина непосредственно перед остановкой закачки

$$w_{\max, p} = w_{\max, s} \frac{\beta_s}{\beta_p} = 0,00817 \cdot \frac{0,731}{0,702} = 0,0085 \text{ м}.$$

Для этой скважины длина и ширина трещины более близки к проектным, примерно настолько, чтобы можно было говорить об удовлетворительном совпадении (относительная погрешность 14,5 %). Фактическая длина больше проектной на 13 м, а максимальная ширина меньше на 0,28 см.

Общий коэффициент фильтрации по проекту $C_L = 0,004599 \text{ м/мин}^{1/2}$, по фактической кривой падения давления $C_L = 0,004091 \text{ м/мин}^{1/2}$, соответствие также можно считать удовлетворительным. Следовательно, механические свойства пород заданы также более или менее правильно.

Таким образом, на практике можно определять коэффициент фильтрации геля, пользуясь кривой падения давления, зарегистрированной после ГРП с пропантом. Это позволяет избежать дополнительных затрат на проведение мини-разрывов с целью определения этого параметра. Кроме того, по этим данным можно оценить фактические параметры созданной трещины и сравнить их с проектными, т. е. оценить результат проведенного процесса.

9. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

9.1. Палетка МакГуайра и Сикоры

МакГуайр и Сикора создали палетку (1960 г.), которая в течение многих десятилетий служила основой для прогнозирования технологического эффекта от ГРП. Их работа основывалась на физической аналогии с использованием сеточной модели.

Авторы рассмотрели квадратную сетку добывающих скважин, в которой трещины ГРП были ориентированы в сторону ближайших скважин. Также было сделано допущение об отсутствии перетоков через границы области дренирования скважины. Пласт предполагался однородным и изотропным, жидкость однородна, а режим залежи упруговодонапорный. Также было сделано допущение, что трещина вскрывает всю толщину пласта от кровли до подошвы, и не выходит за пределы области дренирования скважины. Влияние скина не учитывалось.

Полученная палетка представлена на рис. 9.1. По оси ординат отложено отношение коэффициентов продуктивности скважины до и после проведения гидроразрыва пласта, умноженное на коэффициент масштабирования. Значение этого коэффициента равно 1 для случая скважины диаметром 6 дюймов и плотности сетки скважин 40 акров/скв. По оси абсцисс отложено отношение двух величин – в числителе произведение проницаемости трещины на ее ширину (проводимость трещины), в знаменателе – проницаемость пласта, умноженная на ширину области дренирования. Шифр кривых на палетке – отношение длины трещины к радиусу контура дренирования. Величины должны быть подставлены в следующих размерах:

k – средняя проницаемость пласта, мД;

L – полудлина трещины, фут;

r_e – радиус области дренирования, фут;

A – плотность сетки скважин, акр;

wk_f – проводимость трещины, мД·дюйм;

W – закрепленная ширина трещины, дюйм;

k_f – проницаемость закрепляющего материала, мД;

r_w – радиус скважины, фут;

J – коэффициент продуктивности после гидроразрыва пласта;

J_0 – коэффициент продуктивности до гидроразрыва пласта.

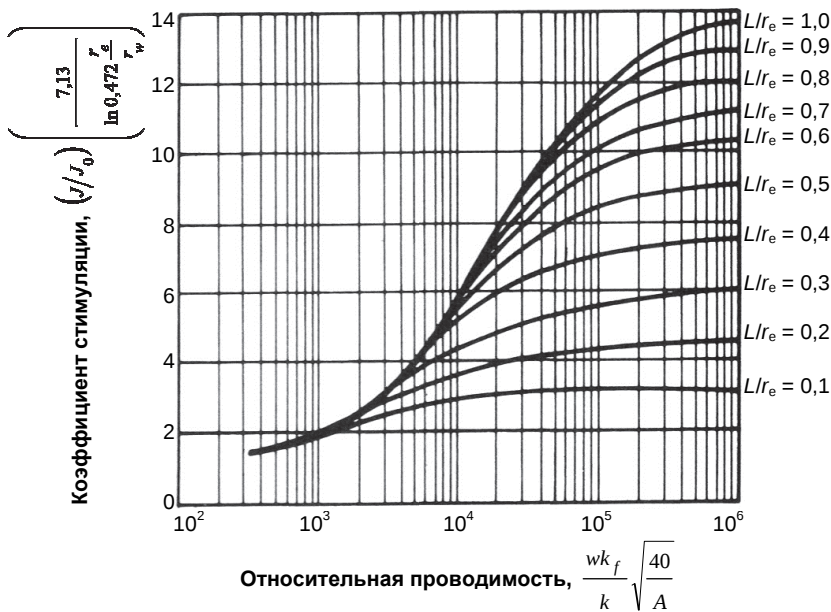


Рис. 9.1. Палетка МакГауэра и Сикоры

Для расклиненной трещины должна учитываться проницаемость проппанта при действующем напряжении.

В случае необходимости оценки коэффициента стимуляции для трещин гидрокислотного разрыва необходимо учитывать прочность породы пласта на вдавливание и действующее напряжение, которые оказывают сильное влияние на проводимость трещины. Нироудом и Круком была предложена эмпирическая зависимость для определения проводимости кислотной трещины, которая получила широкое распространение на Западе. При отсутствии напряжений проводимость вытравленной трещины wk_f определяется по формуле

$$wk_f = \frac{w^3}{12}, \quad (9.1)$$

где w – средняя ширина трещины; k_f – проницаемость.

То же самое в промысловых (английских) единицах:

$$wk_f (\text{мД} \cdot \text{дюйм}) = 9,39 \cdot 10^{13} \left(\frac{w}{12} \right)^3, \quad (9.2)$$

где величина w – в дюймах.

Под действием напряжений проводимость становится равной

$$wk_f = C_1 \exp(-C_2 \sigma'), \quad (9.3)$$

где $C_1 = 1,77 \cdot 10^8 w^{2,47}$ или $C_1 = 0,265(wk_f)^{0,822}$;

$$C_2 = (13,9 - 1,3 \cdot \ln S_{rock}) \cdot 10^{-3}$$

при $S_{rock} < 20000$ psi;

$$C_2 = (3,8 - 0,28 \cdot \ln S_{rock}) \cdot 10^{-3}$$

при $S_{rock} \geq 20000$ psi,

где S_{rock} – прочность породы пласта на вдавливание.

Действующее напряжение σ' определяется минимальным напряжением $\sigma_{\min}$, перпендикулярным поверхности трещины, и гидродинамическим давлением в трещине p :

$$\sigma' = \sigma_{\min} - p.$$

Аналитическое выражение палеточных кривых отсутствует, поскольку они были получены на аналоговой модели. С целью компьютеризации расчетов этим графиком была залита диаграмма Excel, и создан графический интерфейс. Английские единицы при этом автоматически переводились во французские (т. е. единицы системы СИ) и наоборот. Таким образом были произведены расчеты.

Пример

Пусть проницаемость пласта составляет 30 мД, полудлина трещины 60 м, плотность сетки скважин 16,2 га (примерно 400×400 м), закрепленная ширина трещины 1,5 см, проницаемость закрепителя при действующем давлении 200 Д, радиус скважины 0,076 м.

Открываем в Excel файл «Расчет_дебита». Набираем эти цифры в желтом поле. Смотрим на график. Сиреневая точка установилась на расчетной абсциссе. На красном поле видим отношение $L/r_e = 0,3$. Цепляем мышью сиреневую точку (предварительно выделив ее щелчком) и тащим ее вверх или вниз до совпадения с кривой, обозначенной цифрой 0,3. Все!

На зеленом поле видим величину отношения коэффициентов продуктивности скважины после и до ГРП. Для нашего случая $J/J_0 = 3,47$. Во столько раз вырастет коэффициент продуктивности скважины после успешно проведенного процесса.

Пример для кислотной трещины с теми же параметрами пласта и сетки скважин

Пусть средняя ширина протравленной трещины составляет 0,08 дюйма, предел прочности на вдавливание равен 21500 psi, а действующее напряжение равно 5000 psi. Определяем максимальную проводимость

$$wk_f = 9,39 \cdot 10^{13} \left(\frac{0,08}{12} \right)^3 = 2,8 \cdot 10^7 \text{ мД} \cdot \text{дюйм}.$$

Подсчитываем коэффициенты по формулам Нироуда и Крука:

$$C_1 = 0,265 \cdot (2,8 \cdot 10^7)^{0,822} = 350598,276,$$

$$C_2 = (3,8 - 0,28 \ln 21500) \cdot 10^{-3} = 0,001007.$$

И окончательно находим

$$wk_f = 350598,276 \exp(-0,001007 \cdot 3000) = 17104,130 \text{ мД} \cdot \text{дюйм}.$$

При параметрах пласта и сетки скважин, как в предыдущем примере, находим, что абсцисса графика МакГуайра и Сикоры составит 569,917. Для той же длины трещины продуктивность скважины увеличится в 1,6 раза.

Этот пример не следует считать показателем того, что кислотный разрыв хуже разрыва с проппантом. Здесь просто взяты произвольно прочность породы на вдавливание и ширина трещины, в реальном проекте они могут быть выше.

9.2. Программа Mprod

Для расчета технологического эффекта от ГРП компанией Meyer & Associates, Inc. предлагается программа Mprod. В программе производится расчет неустановившейся фильтрации однофазной жидкости в ограниченном или бесконечном пласте. Если пласт ограничен, принимается, что он имеет прямоугольную форму. В качестве граничного условия на контуре скважины можно задавать либо дебит, либо давление. В случае замкнутого пласта моделируется режим работы залежи на истощение, в случае бесконечного – режим работы с поддержанием пластового давления.

Рассмотрим некоторые особенности работы с программой применительно к обводненным скважинам.

Если производится расчет эффекта для безводной скважины, то никаких сложностей не возникает. В этом случае целесообразно установить переключатель «Встроенная таблица PVT» в положение «Вкл.». Определение вязкости нефти, сжимаемости и объемного коэффициента происходит при этом автоматически на основе давления насыщения и удельного веса нефти в градусах АНИ. Интерпретация выходных данных программы также не представляет сложности, поскольку вся жидкость представляет собой нефть и, естественно, входит в технологический эффект.

Если производится расчет для обводненной скважины, то переключатель «Встроенная таблица PVT» следует установить в положение «Выкл.». При этом активизируются поля для ввода коэффициента сжимаемости пластовой системы, эквивалентной вязкости жидкости и ее объемного коэффициента.

Эквивалентная вязкость жидкости – это такая вязкость, при подстановке которой в уравнения однофазной фильтрации будет получен такой же расход жидкости, как и по уравнениям двухфазной фильтрации смеси воды и нефти при прочих равных параметрах. Приравнявая выражения для скоростей однофазной и двухфазной фильтрации, получаем соотношение для определения эквивалентной вязкости:

$$\frac{1}{\mu} = \frac{K_n}{\mu_n} + \frac{K_b}{\mu_b}, \quad (9.4)$$

где μ – эквивалентная вязкость жидкости; μ_n – вязкость нефти; μ_b – вязкость воды; K_n – относительная фазовая проницаемость для нефти; K_b – относительная фазовая проницаемость для воды.

Здесь скорости фильтрации фаз определены для пластовых условий. Легко видеть, что эквивалентная вязкость будет зависеть от обводненности продукции скважины. Чтобы получить эту зависимость, определим обводненность (долю воды в потоке) согласно теории Баклея–Леверетта:

$$B = \frac{\frac{K_b}{\mu_b}}{\left[\frac{K_n}{b_o \mu_n} + \frac{K_b}{\mu_b} \right]}, \quad (9.5)$$

где все обозначения прежние. Объемный коэффициент нефти появляется в этой формуле для того, чтобы получить расходную обводненность (в поверхностных условиях). Поскольку оба этих выражения являются функциями водонасыщенности пласта, то в совокупности они определяют μ как неявную функцию B .

$$\text{Если } b_o = 1, \text{ то } B = \mu \cdot \frac{K_B}{\mu_B}. \quad (9.6)$$

Используя кривые фазовых проницаемостей, полученные в лаборатории петрофизики ТатНИПИнефти, были проведены расчеты и построены графики для условий терригенного девона и залежей № 301, 302, 303 Ромашкинского месторождения (рис. 9.2–9.7). При построении диаграмм приняты следующие значения: для терригенного девона Ромашкинского месторождения вязкость нефти 4,5 мПа·с, вязкость воды 1,9 мПа·с, объемный коэффициент нефти 1,16; для карбонатных отложений залежей № 301 и 302 вязкость нефти 44 мПа·с, залежи № 303 – 52 мПа·с, вязкость воды для всех залежей 1,1 мПа·с. Объемный коэффициент нефтей среднего карбона ввиду его малости не учитывался.

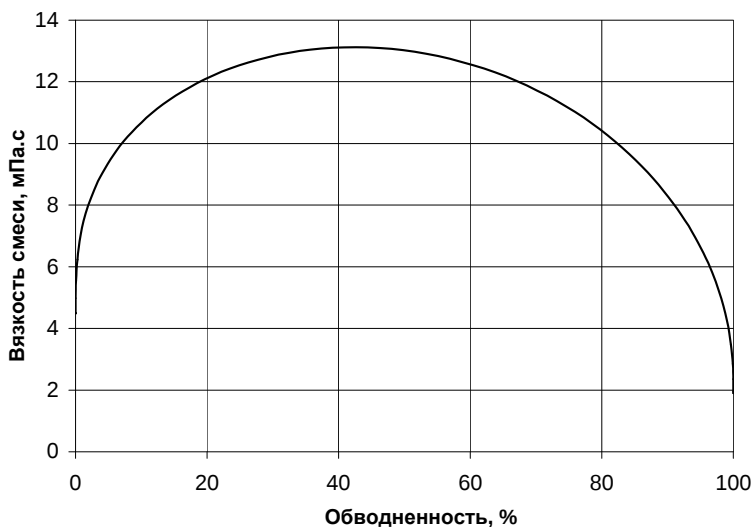


Рис. 9.2. Зависимость эквивалентной вязкости от обводненности для Северо-Алметьевской площади

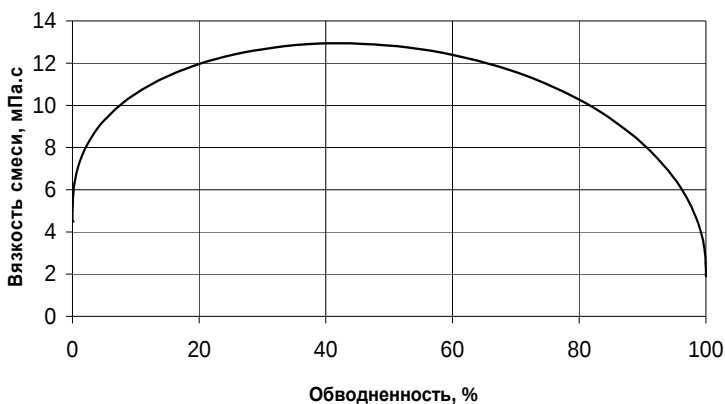


Рис. 9.3. Зависимость эквивалентной вязкости от обводненности для Миннибаевской площади

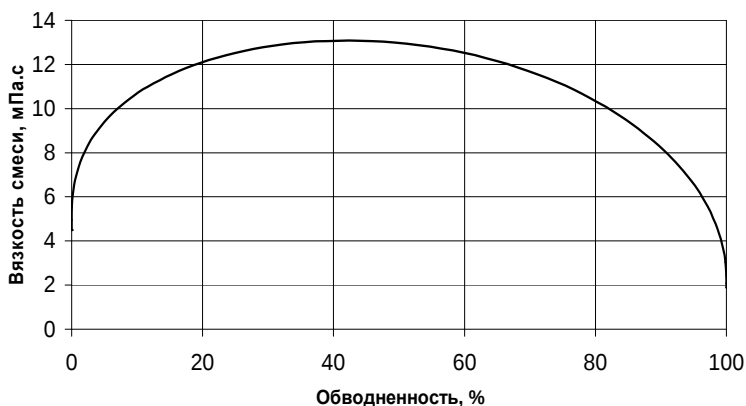


Рис. 9.4. Зависимость эквивалентной вязкости от обводненности для Павловской площади

Изучая эти графики, можно видеть, что эквивалентная (фиктивная) вязкость однофазной жидкости превышает вязкость нефти в широком диапазоне обводненности продукции – от 0 до 97 % для терригенного девона и от 0 до 70...75 % для карбонатных отложений среднего карбона. Максимальное увеличение составляет 2,9 раза при 42 % обводненности для терригенных отложений верхнего девона и 1,6...1,8 раза при 18 % обводненности для карбонатных отложений среднего карбона.

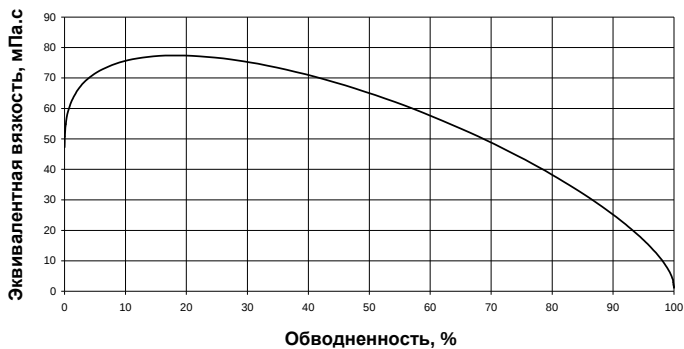


Рис. 9.5. Зависимость эквивалентной вязкости от обводненности для залежи № 301

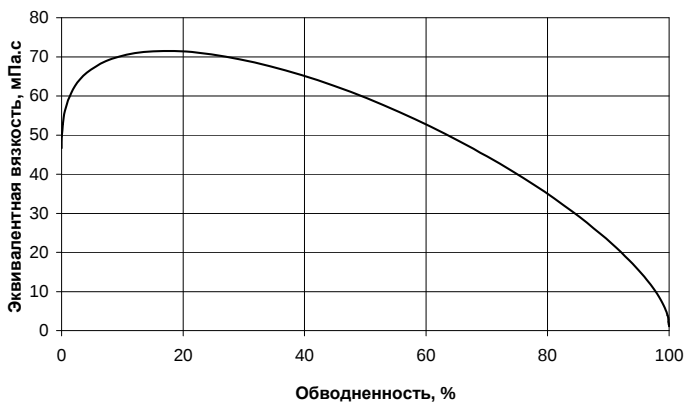


Рис. 9.6. Зависимость эквивалентной вязкости от обводненности для залежи № 302

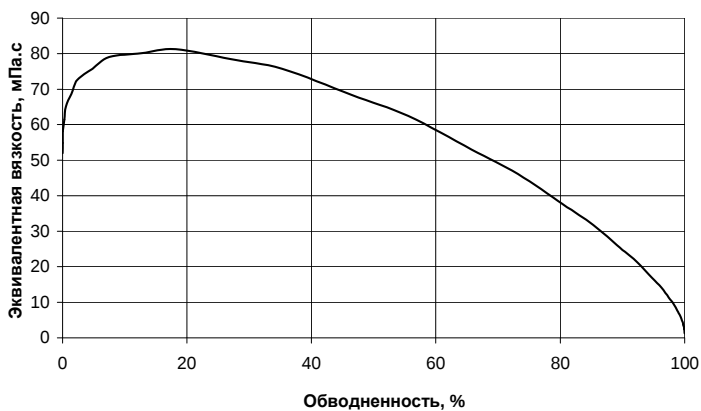


Рис. 9.7. Зависимость эквивалентной вязкости от обводненности для залежи № 303

Объемный коэффициент смеси для обводненных скважин также требует своего уточнения. По определению, объемный коэффициент нефти есть объем, который занимает в пласте единица объема товарной нефти. Эта величина для нефти всегда больше единицы. Аналогично вводится понятие объемного коэффициента для воды, которая очень близка к единице и обычно принимается равной 1. Поскольку мы моделируем смесь нефти и воды однородной жидкостью, необходимо определить ее объемный коэффициент.

$$\text{Принимаем} \quad Q_{\text{в.пл}} = Q_{\text{в.пов}}; \quad Q_{\text{н.пл}} = b_o Q_{\text{н.пов}},$$

где $Q_{\text{в.пл}}$ и $Q_{\text{н.пл}}$ – соответственно дебит воды и нефти в пластовых условиях; $Q_{\text{в.пов}}$ и $Q_{\text{н.пов}}$ – то же в поверхностных условиях; b_o – объемный коэффициент нефти.

Тогда объемный коэффициент двухфазной системы

$$B_{2\phi} = \frac{Q_{\text{ж.пл}}}{Q_{\text{ж.пов}}} = \frac{Q_{\text{в.пов}} + b_o Q_{\text{н.пов}}}{Q_{\text{в.пов}} + Q_{\text{н.пов}}}. \quad (9.7)$$

Подставляя $Q_{\text{в.пов}} = B Q_{\text{ж.пов}}$; $Q_{\text{н.пов}} = (1-B) Q_{\text{ж.пов}}$, получим

$$B_{2\phi} = \frac{B Q_{\text{ж}} + b_o (1-B) Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж}}} = B + b_o (1-B), \quad (9.8)$$

где B – обводненность продукции в долях единицы.

Для расчета технологического и экономического эффектов необходимо перейти от дебита жидкости к дебиту нефти. В программе Mrpod такой переход не предусмотрен (ни в одном окошке не вводится обводненность и не используется), поэтому приходится изобретать его самим. Поскольку

$$Q_{\text{н.пов}} = (1-B) Q_{\text{ж.пов}} = \frac{(1-B) Q_{\text{ж.пл}}}{B_{2\phi}} = \frac{Q_{\text{ж.пл}}}{\frac{B_{2\phi}}{(1-B)}}, \quad (9.9)$$

то скорректированный двухфазный объемный коэффициент будет иметь вид

$$b_o' = \frac{B_{2\phi}}{(1-B)} = \frac{B}{(1-B)} + b_o. \quad (9.10)$$

Эту величину следует использовать при определении количества добытой нефти, а не жидкости. Вводить его надо в диалоговом

окошке «Данные по скважине» программы Mprod. Можно провести последовательно два расчета, задав сначала $B_{2ф}$ для определения добычи жидкости, а затем b'_o для определения добычи нефти.

9.3. Замечания по работе с программой Mprod

1. Программа позволяет рассчитать технологический эффект от ГРП как для одной отдельно взятой трещины, так и для совокупности трещин, отличающихся своими параметрами. Если предполагается в дальнейшем провести и экономическую оценку процесса, следует пользоваться вариантом «NPV/MultiCase». При этом в окошке «NPV Fracture Characteristics» необходимо указать параметры не менее чем двух трещин, пусть даже одинаковых, иначе программа MNrv не сможет импортировать такой файл. Кроме того, указание параметров только для одной трещины вызовет дефекты в выходных графиках: по оси абсцисс будут установлены значения от $-0,00012$ до $+0,00012$, а время в легенде графиков обнулится. Если установить ручное масштабирование, то график становится нормальным, однако файл *.POD все равно остается дефектным. Это говорит о том, что в данной ситуации в график не передаются значения оси X .

2. Программа позволяет сравнить разные технологии проведения ГРП. При этом в окне «NPV/MultiCase Fracture Characteristics» при ручном вводе параметров трещин, полученных по разным технологиям, следует вводить их в порядке возрастания длины. Иначе происходит какой-то внутренний сбой программы Mprod, приводящий к тому, что выходные результаты для всех технологий оказываются одинаковыми, не зависящими от параметров трещин. Ось X графиков при этом автоматически масштабируется неверно.

3. При работе с выходным файлом MFrac недопустимы произвольные значения скин-эффекта трещины. По сообщению программы Майера, диапазон значений этой величины $0 \dots 500$. Однако при определенных сочетаниях параметров скважины нельзя выставлять скин-эффект, сильно отличающимся от нуля, иначе программа Mprod не дифференцирует результаты расчетов по длине трещины, хотя MFrac и выдает файл с разными параметрами трещин. Программа Mprod указывает эти параметры, однако все результаты дает одинаковыми. Например, в проекте оптимизации длины трещины для скв. 15720 нельзя было задавать скин-эффект трещины более 0,5. При сравнении разных технологий для условий

той же скважины скин-эффект, равный 1, оказался вполне допустим. Причины этого остались невыясненными, видимо, какая-то внутренняя особенность программы, остающаяся на совести ее разработчиков.

Речь здесь идет о скин-эффекте закольматированной трещины, определяемом по формуле

$$S = \left(\frac{y_s}{x_f} \right) \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right), \quad (9.11)$$

где y_s – глубина зоны кольматации, прилегающей к стенке трещины; x_f – полудлина трещины (одно крыло); K – эквивалентная пластовая проницаемость; K_s – проницаемость закольматированного слоя.

Синко и Саманиго (1981 г) отмечают, что поверхностный скин-эффект трещины должен быть незначителен и не играет решающей роли. Если максимальное проникновение будет порядка 10 см, то при 95%-м ухудшении проницаемости $(K/K_s) = 20$ трещина длиной 50 м обусловит поверхностный скин-эффект, равный примерно $0,1/50 \cdot 20 = 0,04$.

4. Для лучшего восприятия графика можно специфицировать только одну трещину. «Plot Options» в диалоговом окне «NPV/MultiCase plots» и других позволяет выбрать конкретное время или длину трещины, для которых будет строиться график.

5. «Draw markers» по умолчанию иногда бывает сброшен. Поэтому на графиках для одной длины трещины (для одного варианта расчета) ничего не видно. Необходимо выставить этот флажок, и все сразу появится.

9.4. Таблица Excel

В таблице вычисляются коэффициенты продуктивности и дебиты скважин до и после гидравлического разрыва пласта. Расчет производится по формулам для установившегося плоскорадиального притока в скважину в круговом пласте (формуле Дююи) с учетом скин-эффекта:

$$PI = \frac{K_0 h \cdot 0,98692322}{18,4 \cdot \mu B \left(\ln \frac{R_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)}, \quad (9.12)$$

где PI – коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{бар}\cdot\text{сут})$; K_0 – средне-взвешенная проницаемость пласта, мД; h – толщина пласта, м; μ – вязкость нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; B – объемный коэффициент, безразмерный; R_e – радиус контура питания, м; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор, безразмерный.

Коэффициент 18,4 в знаменателе представляет собой обратную величину произведения 2π на 86400, умноженную с целью перевода миллиДарси в квадратные метры и давления из Паскалей в бары на 10^{-7} . Величина $-3/4$ в скобках появляется вследствие того, что за рубежом в формуле Дюпюи принято использовать среднее пластовое давление, а не давление на контуре питания, как у нас. Среднее пластовое давление для кругового пласта равно значению давления на расстоянии $0,472R_e$ от скважины ($\ln(0,472) \approx -3/4$).

В программе учитывается только изменение скин-эффекта в результате обработки. Скин-эффект до обработки задается, после обработки – вычисляется по эмпирической формуле, куда входят параметры трещины:

$$Sf = -\ln \left(\frac{X_f}{\left(3,1 \cdot C_{fd}^{-1} + C_{fd}^{-0,06} + 0,95 \right) r_w} \right), \quad (9.13)$$

где Sf – показатель скин-эффекта, безразмерный; X_f – полудлина трещины, м; C_{fd} – безразмерная проводимость трещины; r_w – радиус скважины, м.

Эта формула представляет собой аппроксимацию графика из работы Синко-Ли и Саманиго, опубликованной в 1981 г. Достаточно хорошая аппроксимация кривой достигается в интервале безразмерной проводимости трещин от 0,2 до 8. Расхождение при этом не превышает значения 0,1.

При расчете дебита учитывается искривление индикаторной диаграммы при забойных давлениях ниже давления насыщения. Формула, учитывающая данный эффект для нефтяных скважин, получена в работе Вогеля (1968 г.):

$$Q = Q_{pb} + (Q_{\max} - Q_{pb}) \left(1 - 0,2 \frac{P_{\text{заб}}}{P_b} - 0,8 \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_b} \right)^2 \right), \quad (9.14)$$

где Q – дебит жидкости при забойном давлении ниже давления насыщения, $\text{м}^3/\text{сут}$; Q_{pb} – дебит жидкости при забойном давлении,

равном давлению насыщения (по линейной формуле Дюпюи), м³/сут; $Q_{\max}$ – в свою очередь вычисляется по формуле

$$Q_{\max} = \frac{PI \cdot P_b}{1,8} + Q_{pb}, \text{ м}^3/\text{сут}; \quad (9.15)$$

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление, атм; P_b – давление насыщения, атм.

Вид индикаторной диаграммы, рассчитанной по формуле (9.15), показан на рис. 9.8.

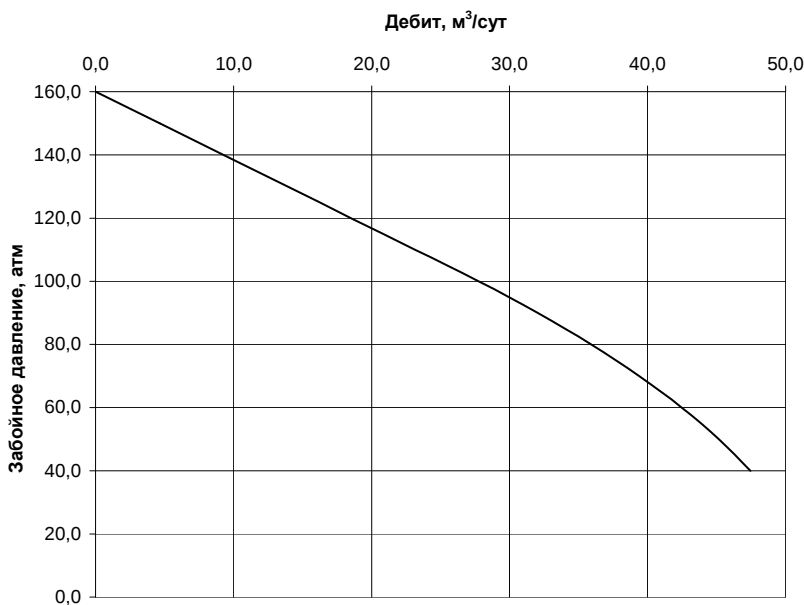


Рис. 9.8. Индикаторная диаграмма, рассчитанная по формуле Вогеля

Дебит нефти вычисляется исходя из дебита жидкости по величине обводненности, которая предполагается постоянной как до, так и после обработки.

Здесь следует отметить, что расчеты как по графику МакГуайра и Сикоры, так и по таблице Excel справедливы только после установления псевдорadiaльного режима фильтрации. Время достижения псевдорadiaльного режима может быть достаточно большим в случае низкой проницаемости коллекторов. Например, при проницаемости 25 мД псевдорadiaльный режим установится через 30 дней, при проницаемости 50 мД – через 15 дней, а при

проницаемости 500 мД – всего через 1,5 сут. До этого времени расчет дебита следует проводить по эталонным графикам или по программе Майера, в которых учитывается линейный и билинейный режимы фильтрации. Эти методы точны для всех значений времени.

Следует учитывать, что базовый дебит, определенный по программе Майера при подстановке исходных данных для проектирования, обычно не совпадает с фактическим исходным дебитом. Это происходит из-за несоответствия задаваемых исходных данных фактическим и их изменения с течением времени. Следует адаптировать модель так, чтобы базовые дебиты совпали, и далее на основе скорректированных параметров пласта осуществить проектирование и подсчет прогнозного технологического эффекта.

Рекомендуется определять проницаемость из эксплуатационных данных, используя дебиты и депрессии и вышеприведенные формулы. В противном случае дебит по базовому варианту (без трещины), рассчитываемый программой MProd, не совпадет с фактическим дебитом, который давала скважина. А прогноз технологического эффекта по неадаптированной модели теряет всякий смысл.

10. ЭКОНОМИКА ПРОЦЕССА

10.1. Пояснения экономических величин

Главным условием оптимизации проектирования ГРП является достижение максимальной экономической выгоды. Стоимость обработки в MNpv определена четырьмя главными компонентами: стоимостью жидкости, стоимостью проппанта, затратами на закачку и общими затратами на оборудование.

- Frac Fluid Unit Cost (цена технологической жидкости).

Цена жидкости разрыва представляет собой стоимость единицы объема технологической жидкости для конкретного проекта ГРП или группы проектов. Обычно она включает общие затраты на базовую жидкость и гелеобразующие агенты, а также дополнительные присадки, такие, как стабилизаторы глин, понизители фильтрации, азот, углекислоту, ПАВ, ингибиторы и т. д. Особые затраты, связанные с лицензионными соглашениями и обработкой материалов, могут быть учтены в цене жидкости или добавлены в категорию прочие затраты. Значение цены технологической жидкости обычно можно получить из прейскуранта сервисных компаний или из конкретного заказа-наряда на выполнение работ. Вводимое число используется в программе для определения стоимости жидкости как функции длины трещины при подсчете чистого дисконтированного дохода.

- Proppant Unit Cost (цена проппанта).

Подобно цене технологической жидкости, цена проппанта используется для определения затрат на проппант в функции длины трещины. Это стоимость единицы массы проппанта, использованного для данного проекта ГРП.

- Hydraulic Power Unit Cost (цена гидравлической мощности).

Потребность в гидравлической мощности для каждого конкретного графика закачки, определенная в MFrac или введенная в Mprod, передается в MNpv для использования в экономическом анализе. Цена гидравлической мощности является стоимостью единицы мощности, требуемой для каждого проекта. Эти данные могут быть получены от соответствующей сервисной компании. Что касается резервной мощности, транспортных расходов или

сверхурочных выплат, то они могут быть учтены в этой цене или включены в категорию фиксированных платежей за оборудование. За рубежом сервисные компании обычно устанавливают тарифы, основанные на заказанной мощности, а не обязательно на той, которая фактически использована. Затраты на дополнительные мощности можно включать в фиксированные затраты на оборудование или прочие затраты.

- Fixed equipment Cost (постоянные затраты на оборудование).

Эта категория используется для представления затрат, которые не являются функцией гидравлической мощности. Вводимое значение добавляют к переменной стоимости мощности, определяя общие затраты на оборудование. Пункты, попадающие в эту категорию, приведены ниже:

Километраж и транспортные расходы – это затраты, которые обычно связаны с доставкой оборудования и материалов.

Фиксированные затраты на мощность – включают резервную мощность и время обслуживания.

Затраты на смешивание – в отличие от транспортных и фиксированных затрат, эти затраты иногда основаны на среднем расходе закачки.

Агрегаты высокого давления – затраты на повышение давления обычно основаны на заказанной гидравлической мощности. Они являются фиксированными затратами, также связанными с этим оборудованием.

Оборудование для работы с пропантом и смесью – это затраты, связанные с любым оборудованием, относящимся к обработке пропанта, не включенные в затраты на смешивание. Включает перевозку пропанта, оборудование для перевозки и специальные устройства дозирования пропанта.

Оборудование для введения жидких присадок – эти затраты связаны с системами доставки жидкостей, не охватываемыми затратами на смешивание. Примеры включают узлы подачи жидкостей, а также другое вспомогательное оборудование на приеме насосов, используемое для доставки жидкостей к смесителю.

Оборудование для азота или углекислого газа – специальные тарифы, обычно применяемые для транспорта, подготовки и закачки газированных жидкостей. Затраты, связанные с оборудованием, должны быть включены в эту категорию.

Вспомогательное оборудование – затраты на дополнительное оборудование, например, устьевые пакеры, манифольды, счетчики, сбор данных. Затраты на вспомогательное оборудование также должны включаться в постоянные затраты.

- Miscellaneous Cost (прочие расходы).

Прочие затраты также связаны с процессом. Эту категорию следует использовать, чтобы представить возможные затраты, не связанные с гидравлической мощностью, оборудованием или материалами, уже включенными в категории, описанные выше. Она включает подготовку площадки, ремонтные работы на скважине, затраты на трубы, специальное скважинное оборудование (например, пакеры и т. д.) и перфорацию. Также сюда включают затраты на автоцистерны, перевозку воды, лицензионные выплаты, каротаж или исследование скважин и плату за консультации.

- Currency Escalation Rate (коэффициент инфляции).

В MNPV экономические расчеты на будущее всегда делаются относительно текущей стоимости денег. Чтобы сделать это преобразование, должна быть определена цена денег во времени. Скорость падения стоимости денег (индекс инфляции) является параметром, описывающим это явление. Можно полагать, что она является действующей ставкой процента, используемой для вычисления настоящей стоимости из будущей стоимости добытой нефти или газа.

- Unit Revenue for produced oil or gas (цена реализации нефти или газа).

Следует ввести текущий доход от реализации единицы продукции (цену реализации).

- Unit Revenue Escalation Rate (коэффициент роста цены на нефть или газ).

Эта величина используется, чтобы учесть изменение в цене реализации единицы нефти или газа как функцию времени. Если это значение положительное, цена нефти или газа будет возрастать. Отрицательное значение указывает на то, что по мере возрастания времени, цена продукции будет убывать.

Проведем теперь экономическое сравнение трех рассмотренных выше технологий средствами программы Майера.

Для скв. 15720 пересчитываем прогнозную добычу на нефть, для чего устанавливаем двухфазный объемный коэффициент 1,52.

Базовый дебит 3,5 т/сут соответствует $\approx 4 \text{ м}^3/\text{сут}$ в объемных единицах. Это отражается в MProd. Затем сохраняем результат в файл для последующего использования в MNpv.

Выбираем этот файл для импорта, нажимая кнопку «Select» в окошке «Options». Просчитываем экономику на 10 лет вперед. Устанавливаем текущую цену реализации нефти 3095 р./м³, что при плотности нефти 0,86 т/м³ соответствует примерно 3600 р./т (Поскольку программа Майера создана за рубежом, подсчеты нефти ведутся в объемных единицах, а не в весовых, как принято у нас, это не следует забывать.) Задаем индекс инфляции 10 % и рост цен на нефть 12 % ежегодно, нажимаем «Run» и получаем результаты.

10.2. Замечания к программе MNpv

1. Программа MNpv имеет основным предназначением оптимизацию длины трещины. Поэтому она требует входного файла *.POD с данными не менее чем по двум трещинам, возможно, даже одинаковым. Иначе при выборе файла для импорта возникает ошибка защиты памяти и программа выдает сообщение: «Программа выполнила недопустимую операцию и будет закрыта. Ошибка защиты памяти в модуле MNPV33.EXE по адресу: 0008:00001fbb».

2. Если вводить данные в программу Mprod в ручном режиме, то можно сравнивать разные технологии, например обычный ГРП и Frac-Pack (в том числе и по экономическим показателям). Если в программе Mfrac установлено NPV «on», то становятся недоступными опции – Conventional [Link proppant], TSO и Frac-Pack. Если в программе Mfrac установлено NPV «off», то можно проектировать процесс по любой технологии, но только по одной, так как несколько технологий одновременно установить нельзя. Поэтому для сравнения между собой разных технологий в программе Mfrac надо отключать NPV, а в программе Mprod вручную вводить параметры трещины в режиме User specified. Включенный режим NPV в программе Mfrac позволяет сравнивать между собой лишь обычные процессы разного масштаба. Однако при таком проектировании не улавливаются ни «СТОПы», ни случаи нулевой проводимости трещины при перепродавке. В этом его недостаток.

3. Единицей времени в выходном отчете и в легенде графиков всегда устанавливается «Год» и не меняется при изменениях единиц времени в окне «Units».

ЛИТЕРАТУРА

1. AccuFrac PC Automated Blender Controller Operation Manual. Stewart & Stevenson Control System Group. – Houston, Texas, 2007.
2. IPC-PC Intelligent Pump Control Operation Manual. Stewart & Stevenson Control System Group. – Houston, Texas, 2007.
3. Meyer Fracturing Simulators. User's Guide. Fifth Edition. Meyer & Associates, Inc. – 2006.
4. Microsoft Virtual PC 2004 Technical Overview. By Jerry Honeycutt. – Published November. – 2003.
5. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007.
6. Roodhart L.P. et al. Frac-and-Pack Stimulation: Application, Design, and Field Experience// Journ. Petr. Technol. – 1994, March. – Pp. 230–238.
7. Smith M.B., Hannah R.R. High-Permeability Fracturing: The Evolution of a Technology // Journ. Petr. Technol. – 1996, July. – Pp. 628–633.
8. Smith M.B., Miller W.K., Haga J. Tip Screenout Fracturing: A Technique for Soft, Unstable Formations // SPE Production Engineering. – 1987, May. – Pp. 95–103.
9. Daneshy A.Ali. Off-Balance Growth: A New Concept in Hydraulic Fracturing // Journ. Petr. Technol. – 2003, April. – Pp. 78–85.
10. Nitters G., K. van Gijtenbeek, M. van Domelen. Dual-Hydraulic-Fracturing Technique Minimizes Proppant Convection and Increases Hydrocarbon Production // Journ. Petr. Technol. – 1997, March. – Pp. 246–247.
11. Warpinski N.R. Hydraulic Fracture Diagnostics // Journ. Petr. Technol. – 1996, October. – Pp. 907–910.
12. Mullen M.E. et al. Height Growth in Frac-Pack Completions // Journ. Petr. Technol. – 1997, March. – Pp. 238–239.
13. Алексеенко О.П., Вайсман А.М. Развитие трещины гидроразрыва с постоянной скоростью // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1998. – № 4. – С. 14–20, 122.
14. Пат. 3933205 США, МПК Е 21 В 43/02, В 43/26. Hydraulic fracturing process using reverse flow. – Intercomp Resource Development and Engineering, Inc., О.М. Kiel. – Опубл. 20.01.1976.

15. Пат. 6776235 США, МПК Е 21 В 43/26. Hydraulic fracturing method. – Schlumberger Technology Corp., England Kevin. – Опубл. 17.08.2004.

16. Strubhar M.K. et al. Multiple, Vertical Fractures From an Inclined Wellbore – A Field Experiment // Journ. Petr. Technol. – 1975, May. – Pp. 641–647.

17. Пат. 2055172 Россия, МПК Е 21 В 43/26. Способ гидравлического разрыва пласта / С.В. Константинов. – АОЗТ «Нефтеинтенс». – Опубл. 27.02.96. – Бюл. № 6.

18. Пат. 2164290 Россия, МПК Е 21 В 43/26. Способ гидравлического разрыва пласта / С.В. Константинов. – Опубл. 20.03.2001. – Бюл. № 8.

19. Cinco-Ley H., Samaniego F. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damage Fracture Case. – Paper SPE 10179. – 1981.

20. Хисамов Р.С. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. – 228 с.

21. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб. пособ. для вузов/ Ю.П. Желтов и др. – М.: Недра, 1985. – 296 с.

22. Заничковский Ф.М. О возможности расчета коэффициента объемной упругости пласта // НТС ВНИИ. – № 87. – С. 169.

23. Gidley J.L., Holditch S.A., Nierode D.E., Veatch R.W. Recent advances in hydraulic fracturing. SPE Monograph Series. – 1989. – Vol. 12. Richardson, TX, USA.

24. Моделирующие программы Meyer: Пособие пользователя. Meyer & Associates, Inc. / Русский пер. – 2003.

25. Рекомендованные правила стандартизированной методики оценки жидкостей для гидравлического разрыва пласта. RP 39 / Американский нефтяной институт. 2-е изд. – 1983 (русский пер.).

26. Recommended Practice for the measurement of viscous properties of completion fluids. RP 13M/ISO 13503-1, American Petroleum Institute, first edition. – 2004.

27. Suggested method for determining mode 1 fracture toughness using cracked chevron notched brazilian disc (CCNBD) specimens. International Society for Rock Mechanics. Commission on testing methods. – 1995.

28. Suggested methods for determining the fracture toughness of rock. International Society for Rock Mechanics. Commission on testing methods. – 1988.

29. Draft ISRM suggested method for determining the indentation hardness index of rock materials. International Society for Rock Mechanics. Commission on testing methods. – 1998.

30. Suggested methods for determining hardness and abrasiveness of rocks. International Society for Rock Mechanics. Commission on Standartization of laboratory and field tests. – 1978.

31. Экономидис Микаэл Дж., Нольте Кеннет Г. Воздействие на нефтяные и газовые пласты (1 часть) / Пер. с англ.; Под ред. д-ра техн. наук, проф. А.И. Булатова. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1992. – 537 с.

32. www.pttc.org/case_studies. – Сайт Совета по внедрению нефтяных технологий США, типичные примеры.

33. www.mines.edu/fast. – Горная школа штата Колорадо, информация под аббревиатурой FAST (Fracturing, Acidizing, Stimulation Technology).

34. www.spe.org. – Сайт общества инженеров-нефтяников США.

35. Журналы World Oil, Hart's E&P, JPT, Oil and Gas J.

36. www.worldoil.com/magazine. – Сайт журнала World Oil.

37. www.eandpnet.com. – Сайт журнала Hart's E&P.

38. www.freepatentsonline.com. – Сайт бесплатных патентов.

39. www.patentstorm.us. – Сайт патентного учреждения США.

40. www.halliburton.com. – Сайт фирмы Халлибортон.

41. www.slb.com. – Сайт фирмы «Шлюмберже».

42. www.optimus.ab.ca. – Сайт малого предприятия Марвина Хареля.

43. www.pinntech.com. – Сайт компании Pinnacle.

44. www.mfrac.com. – Сайт фирмы «Майер».

**Вячеслав Гайнанович Салимов,
Арслан Валерьевич Насыбуллин,
Олег Вячеславович Салимов**

Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера

М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2008. – 156 с.

Ведущие редакторы: *Любимова Н.Е., Терехина Г.В., Астахова А.Н.*

Корректор: *Евдокимова Н.Г.*

Технический редактор: *Сурикова С.М.*

ISBN 978-5-88595-155-5



Подписано в печать 22.09.2008

Формат издания 60×90 1/16

Гарнитура Таймс. Печать офс.

Бумага офс. № 1. Усл. печ. л. 9,75

Тираж 300 экз. ВНИИОЭНГ № 5623. Зак.

117420 Москва, ул. Наметкина, 14, корп. Б, ОАО «ВНИИОЭНГ»

Тел. ред. 332-00-35, 332-00-49

Адрес электронной почты: vniiioeng@mcn.ru

Качество печати соответствует предоставленному оригинал-макету
Отпечатано в ФГУП «Производственно-издательский комбинат ВИНТИ»
140010, г. Люберцы, Октябрьский пр., 403. Тел. 554-21-86